

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Применение автоматизированных систем для контроля технического состояния промысловых трубопроводов»	

УДК 621.644-047.26-027.43

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Баранов В.Д.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
аспирант	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Томск – 2020 г.

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3и).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-г), (АВЕТ-3д).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.) **Брусник О.В.**

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Баранову Владислав Дмитриевичу

Тема работы:

«Применение автоматизированных систем для контроля технического состояния промысловых трубопроводов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

*(наименование объекта исследования или проектирования;
 производительность или нагрузка; режим работы
 (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид
 сырья или материал изделия; требования к продукту,
 изделию или процессу; особые требования к особенностям
 функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в
 плане безопасности эксплуатации, влияния на
 окружающую среду, энергозатратам; экономический
 анализ и т. д.).*

Участок промыслового газопровода

Протяженность участка 8,9 км
 Давление на устье 7,95 Мпа
 Температура на устье 27 С
 Диаметр 219 мм
 Толщина стенки 12мм
 Марка стали 09Г2С
 Плотность 0,80277 кг/ст.м3
 Шероховатость газопровода 0,0254 мм
 Объём добычи (проектный):
 - газ 212,2 млн.м3/год

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Гидравлический расчет газопровода</p> <p>Определение максимального значения дефекта типа потери материала</p> <p>Выбор автоматизированных систем и методов неразрушающего контроля для комплексного проведения диагностики промышленных трубопроводов в процессе эксплуатации.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т.Г., доцент отделения СГН
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент отделения ОС

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	20.11.2019г
--	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		20.11.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Баранов Владислав Дмитриевич		20.11.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Баранов Владислав Дмитриевич

Школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость ресурсов научного исследования на выполнение работ: материальные затраты НТИ – 119580 руб., затраты на специальное оборудование – 77000 руб., основная заработная плата – 82764 руб., дополнительная заработная плата – 9931,68 руб., отчисления на социальные нужды - 25120,53 руб., накладные расходы – 50303,4 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» и др. Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 (ред. от 07.07.2016); Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020)
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 % Налог на добавленную стоимость 20 % Отчисления во внебюджетные фонды 27,1 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НТИ.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

1. Таблицы:

- Оценочная карта для сравнения конкурентных решений
- Матрица SWOT
- Интерактивная матрица проекта
- Перечень этапов, работ и распределение исполнителей
- Временные показатели проведения научного исследования
- Календарный план-график проведения НИОКР по теме
- Материальные затраты
- Затраты на приобретения спецоборудование
- Баланс рабочего времени
- Основная заработная плата
- Отчисления во внебюджетные фонды
- Расчет бюджета затрат НТИ
- Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта
- Сравнительная эффективность разработки

2. Рисунки:

- Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	1.03.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Баранов Владислав Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Баранов Владислав Дмитриевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Применение автоматизированных систем для контроля технического состояния промысловых трубопроводов

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объект исследования:
участок газопровода

Область применения: проведение внутритрубой очистки и дефектоскопии имеет широкое распространение и применение в филиалах ПАО «Газпром».

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

1. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
2. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (ред. От 29.07.2018) « О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
3. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. От 24.04.2020)
4. ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
5. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изм. на 27.12.2018)

2. Производственная безопасность:

- 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов
- 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Вредные факторы:

1. Повышенный уровень шума на рабочем месте
2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны
3. Загазованность рабочей зоны

Опасные факторы:

1. Движущиеся машины и механизмы,

	<p>подвижные части производственного оборудования</p> <p>2. Поражение электрическим током</p> <p>3. Пожароопасность и взрывоопасность</p> <p>4. Опасность падения работника с высоты</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс газа. Гидросфера: загрязнение водных объектов смазочно-охлаждающими жидкостями, маслами, видами топлива и.т.п. Литосфера: шлам от зачистки внутренней полости трубопровода очистными устройствами, твёрдые бытовые отходы</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: Обнаруженные опасные дефекты, остановка перемещения автоматизированных систем в трубопроводе вследствие поломки, уменьшение проходного сечения, выброс транспортируемого продукта в атмосферу, наводнения, пожары</p> <p>Наиболее типичная ЧС: взрыв на трубопроводе</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	2.03.2020
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Баранов Владислав Дмитриевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение Нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.01.2020	<i>Введение</i>	10
21.01.2020	<i>Изучение промысловых трубопроводов</i>	8
12.02.2020	<i>Изучение внутритрубой диагностики и очистки</i>	11
16.02.2020	<i>Изучение автоматизированной внутритрубой диагностики</i>	11
18.03.2020	<i>Изучение самодвижущихся автоматизированных систем</i>	11
10.04.2020	<i>Расчетная часть</i>	12
11.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
20.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
9.06.2020	<i>Заключение</i>	8
13.06.2020	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А. В.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Сокращения, нормативно-техническая документация

Сокращения:

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

АЭ – акустическая эмиссия;

ВИК – визуальный и измерительный контроль;

ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ВТД – внутритрубное диагностирование;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

ДВС – двигатель внутреннего сгорания;

ЗКН – зона концентрации напряжений;

ИКН – измеритель концентрации напряжений;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КМК – капиллярный метод контроля;

КПП СОД – камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования;

КРН – коррозионное растрескивание под напряжением;

ЛЧ – линейная часть;

ЛЭП – линия электропередач;

МК – магнитопорошковый контроль;

МПМ – магнитная память металла;

НК – неразрушающий контроль;

ОК – объект контроля;

ПАЭ – преобразователи акустической эмиссии;

ПТС – параметры технического состояния;

					Использование робототехнических систем для контроля промышленных трубопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Баранов В.Д.			Сокращения, нормативно- техническая документация	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В				ДР	1	98
Консульт.						ТПУ гр.2Б6А		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

ПЭП – пьезоэлектрический преобразователь;
СОД – средство очистки и диагностирования;
ТЗ – техническое задание;
УЗК – ультразвуковой контроль;
УПН – установка подготовки нефти;
УТ – ультразвуковая толщинометрия;
ЭДС – электродвижущая сила;
ЭМА – электромагнитно-акустический;
ЭМАП – электромагнитно-акустический преобразователь;

Нормативно-техническая документация

EN 13018:2001. Европейский стандарт. Неразрушающий контроль.

Визуальный контроль. Часть 1. Общие принципы.

ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

ГОСТ Р 56542-2019 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.

ГОСТ-23829-85 Контроль неразрушающий акустический. Термины и определения.

ГОСТ Р 55045-2012 Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Термины, определения и обозначения.

ГОСТ Р 56512-2015 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы

ГОСТ Р 56511-2015. Контроль неразрушающий. Методы теплового вида

ГОСТ Р 55776-2013. Контроль неразрушающий радиационный.
Термины и определения.

ГОСТ ISO 17636-1-2017 Неразрушающий контроль сварных соединений. Радиографический контроль. Часть 1.

					Сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		2

ГОСТ Р 56511-2015. Контроль неразрушающий. Методы теплового вида.

Общие требования.

ГОСТ 12.2.003-2001. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 30852.19-2002 (МЭК 60079-20:1996). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования.

ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.029-2001. ССБТ. Средства и методы защиты от шума.

Классификация.

ГОСТ 34181-2017 Техническое диагностирование. Основные положения.

ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

ГОСТ Р 55612-2013 Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения.

ГОСТ Р 55680-2013 Контроль неразрушающий. Феррозондовый метод.

ГОСТ Р 24497-2-2009. Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 2. Общие требования.

ГОСТ Р 15549-2009. Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Основные положения.

ГОСТ Р 54907-2012 Техническое диагностирование. Основные положения.

ГОСТ Р 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

					Сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		3

ГОСТ Р 58819-2020 Арматура трубопроводная магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Правила оценки технического состояния и продления назначенных показателей

ГОСТ 34568-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Камеры пуска и приёма средств очистки и диагностирования. Общие технические условия

ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений.

ПБ 03-593-03. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов.

РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю.

РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом».

РД 153-34.0-20.364-00 Методика инфракрасной диагностики тепломеханического оборудования.

РД 13-03-2006. Методические рекомендации о порядке проведения вихретокового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах. ГОСТ Р 15549-2009. Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Основные положения.

ГОСТ Р 54907-2012 Техническое диагностирование. Основные положения.

ГОСТ Р 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

					Сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

ГОСТ Р 58819-2020 Арматура трубопроводная магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Правила оценки технического состояния и продления назначенных показателей

ГОСТ 34568-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Камеры пуска и приёма средств очистки и диагностирования. Общие технические условия

ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений.

ПБ 03-593-03. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов.

РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю.

РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом».

РД 153-34.0-20.364-00 Методика инфракрасной диагностики тепломеханического оборудования.

РД 13-03-2006. Методические рекомендации о порядке проведения вихретокового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах.

РД 13-06-2006 Методические рекомендации о порядке проведения капиллярного контроля.

РД 153-39.4-130-2002 «Регламент по вырезке и врезке "катушек" соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов».

					Сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		5

СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.

СТО Газпром 2-2.3-066-2006 Положение о внутритрубной диагностике трубопроводов КС и ДКС ОАО «Газпром».

СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.

Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N 1)

					Сокращения, нормативно- техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		6

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98 с., 14 рис., 18 табл., 42 источников.

Ключевые слова: контроль технического состояния, автоматизированные системы, методы неразрушающего контроля, промышленный трубопровод, диагностирование, газопровод

Объект исследования: участок газопровода

Цель работы: Обосновать наиболее подходящие системы для контроля технического состояния линейной части промышленного газопровода с учётом особенностей рассматриваемого участка.

В процессе написания работы были рассмотрены: достоинства и недостатки существующих методов наружной и внутритрубной дефектоскопии; варианты применения автоматизированных самодвижущихся систем, их достоинства и недостатки, а также сделан вывод о целесообразности использования таких систем; произведены расчёты: гидравлический расчёт газопровода, определение максимального значения дефекта типа потери материала;

В результате исследования: Предложены автоматизированные системы для контроля технического состояния промышленных трубопроводов;

Область применения: проведение внутритрубной очистки и дефектоскопии имеет широкое распространение и применение в филиалах ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть».

					Использование робототехнических систем для контроля промышленных трубопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Баранов В.Д.			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В				ДР	7	98
Консульт.						ТПУ гр.2Б6А		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

Оглавление

Введение.....	10
1. Общая часть.....	12
1.1 Суть и назначение промысловых трубопроводов.....	12
1.2 Типы промысловых трубопроводов.....	13
1.3 Общая характеристика рассматриваемого участка газопровода.....	15
2 Способы контролирования технического состояния промысловых трубопроводов.....	16
2.1 Подготовительный этап работы для диагностики.....	18
2.1.1 Типы внутритрубной очистки.....	22
2.1.2 Предназначение очистных устройств.....	23
2.1.3 Виды очистного оборудования.....	23
2.2 Способы наружного поиска дефектов промысловых трубопроводов.....	24
2.2.1 Визуально-измерительный контроль.....	24
2.2.2 Ультразвуковой метод неразрушающего контроля.....	26
2.2.3 Магнитный метод.....	30
2.2.4 Тепловой метод контроля.....	33
2.2.5 Капиллярный метод контроля.....	36
3. Автоматизированная внутритрубная диагностика.....	40
3.1 Внутритрубные дефектоскопы.....	40
3.1.1 Комбинированные снаряды-дефектоскопы.....	41
3.2 Автоматизированные устройства, перемещающиеся самостоятельно.....	42
3.2.1 Рентгеновские кроулеры.....	44
3.2.2 Телеинспекционные системы.....	46
3.2.3 Автоматизированные магнитоакустические системы.....	47
4. Расчетная часть.....	55
4.1 Гидравлический расчет газопровода.....	57
4.2 Определение максимального допустимого значения дефекта типа потери материала.....	59
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	61
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	61
5.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	67
5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	71
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	78
6. Социальная ответственность.....	81
Введение.....	81
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	82

					Применение автоматизированных систем для контроля технического состояния промысловых трубопроводов		
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Баранов В.Д.			Оглавление	Литера	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.				ДР	8
Консульт.						ТПУ гр.2Б6А	
Рук. ООП		Брусник О.В.					
						Листов	98

6.2 Производственная безопасность.....	84
6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	84
6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	87
6.3 Экологическая безопасность.....	90
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
Заключение.....	94
Список использованных источников.....	95

					Оглавление	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		9

Введение

Актуальность: На сегодняшний день трубопроводный транспорт представляет собой наиболее экономичный способ транспортировки нефти, газа и продуктов переработки. Однако при его эксплуатации в течение длительного времени происходит разрушение материала. У трубопроводов появляются уязвимые места, развиваются внешние и внутренние дефекты, коррозионные повреждения. На сегодняшний день активно рассматриваются и применяются новые разработки, различные виды дефектоскопов, автоматизированные, робототехнические системы.

Современные устройства, автоматизация процессов и новейшие методы мониторинга позволяют свести к минимуму возникновение аварийных ситуаций, приводящие к серьезным экономическим потерям, вредным и опасным воздействиям на окружающую среду, а также обеспечить безопасность при транспортировке добываемого сырья, что является актуальной задачей в настоящее время.

Благодаря большому скачку в развитии автоматизации в настоящее время и появлению роботов в быденной жизни а так же интересующей нас, в области дефектоскопии появились подобные устройства, позволяющие значительно увеличить эффективность проведения контроля технического состояния: уменьшить затраты, значительно сократить время проведения работ и повысить производительность. В настоящее время в собственности нефтяных и газовых компаний имеется значительное число трубопроводов. Их поломка приводит к серьезным экономическим потерям и крайне пагубно воздействует на природную среду. Для обеспечения эксплуатационной надежности и эффективности промышленной системы

					Применение автоматизированных систем для контроля технического состояния промышленных трубопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Баранов В.Д.						
Руковод.		Рудаченко А.В			Введение	Литера	Лист	Листов
Консульт.						ДР	10	98
Рук. ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр.2Б6А		

трубопроводов производят техническое диагностирование, используя наземные методы неразрушающего контроля, внутритрубной дефектоскопии, роботизированные системы и иные методы.

При выборе метода для проведения контроля специалисты сталкиваются с рядом проблем. Промысловые системы трубопроводы в основном изготовлены из труб, диаметр которых не превышает 300 мм и длина не более 50 км. Для обеспечения стопроцентного внутритрубного диагностирования промысловых трубопроводов нужно комбинировать несколько методов неразрушающего контроля, данная технология успешно реализована в автоматизированных системах.

Автоматизированные системы способны на самостоятельное перемещение по трубопроводам разных диаметров. Устройства оснащаются модулями, позволяющие обнаруживать дефекты несколькими методами неразрушающего контроля для максимальной достоверности. Автоматизированные системы снаряжаются средствами регистрации пройденного расстояния, определения своей геолокации и фиксации этих данных включая информацию о дефектах. Введение устройств в трубопровод и его извлечение наружу осуществляется с помощью люк-лаз или обратного клапана и производится в одной и той же точке, чтобы избежать необходимости шурфовки в нескольких местах.

Актуальность работы заключается в решении проблемы подбора очистного и диагностического оборудования для качественной очистки и последующего контроля технического состояния трубопровода, что приведёт к снижению потерь давления на сопротивление транспортируемой среды и к снижению риска аварии на газопроводе.

Цель работы – Обосновать наиболее подходящие системы для контроля технического состояния промыслового газопровода с учётом особенностей рассматриваемого участка. Для достижения установленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

					Введение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		11

- Обосновать существующие методы НК для оценки текущего технического состояния линейной части газопроводов
- Произвести гидравлический расчёт газопровода и выбрать оптимальные методы и технологии для контроля его технического состояния;
- Определение максимального значения дефекта типа потери материала.

Общая часть

1.1 Суть и назначение промысловых трубопроводов

Промысловый трубопровод представляет из себя систему технологических трубопроводов для транспортирования газа, нефти и других продуктов, рассчитанные на продолжительный срок эксплуатации. По промысловым трубопроводам осуществляется транспортировка продукта от скважины до центрального пункта сбора. Обычно диаметр промысловых трубопроводов не превышает 300 мм, давление может составлять 32 МПа и больше.

К главной составляющей частью промыслового трубопровода относится линейная часть, которая представляет из себя непрерывную нить, сваренную из одиночных труб, уложенная в траншею. Линейная часть прокладывается в различных условиях: вдоль трассы встречаются такие участки, как: болотистые, многолетней мерзлоты, участки с переходами через водные и т.д. Исходя из возможных вышеперечисленных условий необходимо принимать различные конструктивные решения, которые помогли бы обеспечить надёжную и бесперебойную работу трубопроводов. Для обеспечения безопасности людей и объектов инфраструктуры, нужно устанавливать запорную арматуру на определенном расстоянии, но не более:

- 30 км - для трубопроводов газа, не содержащих сероводорода;
- 15 км - для трубопроводов нефти, нефтепродуктов, стабильного конденсата и нефтегазопроводов, не содержащих сероводорода;

					Общая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		12

- 5 км – для трубопроводов нефти, нефтепродуктов и газа, содержащие сероводород.
- 10 км - для трубопроводов нестабильного конденсата, ингибиторов и метанола.

1.2 Типы промысловых трубопроводов

Промысловые трубопроводы можно классифицировать по следующим критериям согласно источникам [1] и [2]:

- По способу прокладки – трубопроводы подводной, подземной, наземной и надземной прокладки;
- По виду перекачиваемого продукта:
 - Нефтепроводы;
 - Газопроводы;
 - Нефтегазопроводы;
 - Метанолопроводы;
 - Конденсатопроводы;
 - Ингибиторопроводы;
 - Водопроводы;
 - Паропроводы;
 - Канализация.
- По назначению – самотечные, напорные и смешанные;
- По рабочему давлению – выделяют 4 класса:
 - I класс – $20 \text{ МПа} < P < 32 \text{ МПа}$;
 - II класс – $10 \text{ МПа} < P < 20 \text{ МПа}$;
 - III класс – $2,5 \text{ МПа} < P < 10 \text{ МПа}$;
 - IV класс - $P < 2,5 \text{ МПа}$.

					Общая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		13

- По функции:
- Выкидные линии (трубопроводы от устья скважины до АГЗУ);
- Сборные коллекторы (трубопроводы, которые принимают продукцию с нескольких кустов);
- Товарные (трубопроводы, перекачивающие товарную продукцию).
- По способу соединения:
- Разъемные;
- Неразъемные – сварные, склеенные.

По форме расположения в пространстве:

- Линейные;
- Кольцевые;
- Лучевые.
- По материалу:
- Стальные;
- Чугунные;
- Полиэтиленовые;
- Стеклопластиковые;
- Полимерно-металлические;
- Железобетонные;
- Алюминиевые;
- Комбинированные.
- По типу изоляции, трубопроводы:
- Внутренней изоляцией;
- Внешней изоляцией;
- Без изоляции.

					Общая часть	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- По диаметру:
- I класс – $D_H \geq 600$ мм и более;
- II класс - $300 \text{ мм} < D_H < 600$ мм;
- III класс – $D_H < 300$ мм.
- По размерам:
- Малого диаметра: $D_H =$ от 57 до 426 мм;
- Большого диаметра: $D_H =$ от 530 до 1420 мм.
- По гидравлической схеме:

Простые – трубопроводы, не имеющие ответвлений;

– Сложные – трубопроводы, имеющие ответвления, переменные по длине расход, вставку трубопровода другого диаметра, параллельный участок, а также кольцевые.

- По видам коллекторов:
- Коллектор II порядка – нефтегазосборный трубопровод, отводящий продукцию нескольких кустов скважин до врезки его в коллектор I порядка;
- Коллектор I порядка – нефтегазосборный трубопровод, объединяющий продукцию нескольких коллекторов II порядка до входа его в пункт подготовки.

1.3 Общая характеристика рассматриваемого участка газопровода

Территориально рассматриваемый объект располагается на юго-западе Парабельского района Томской области, в пределах Казанского нефтегазоконденсатного месторождения. Газосборный коллектор проходит от куста №39 в восточном направлении на протяжении 2 км по сухой поверхности, покрытой лесом. Климат района трассы газопровода континентальный, холодная зима и тёплое лето. Над рассматриваемой территорией, как летом, так и зимой преобладают континентальные

					Общая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		15

Технологическая схема рассматриваемого промышленного газопровода представлена на рисунке 1.3

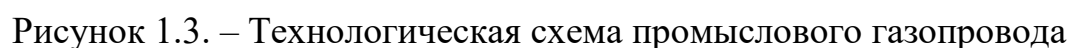


Рисунок 1.3. – Технологическая схема промышленного газопровода

2 Способы контроля технического состояния промысловых трубопроводов

Под техническим состоянием объекта подразумевается то состояние, при котором в определённый момент времени и при определённых условиях значения параметров, соответствуют технической документации на данный объект.

Контролем технического состояния промысловых трубопроводов является проверка соответствия текущих значений параметров их проектных значений, которые изменились в процессе эксплуатации. Современная концепция, которая основана на принципе надёжности трубопровода по контролю его технического состояния, подразумевает проведение диагностирования технического состояния и на его основе – оценку остаточного ресурса объекта контроля.

Существуют определённые параметры, характеризующие техническое состояние трубопроводов. К контролируемым в процессе оценки технического состояния параметрам относятся:

- неоднородность материала трубопровода (продольно-поперечные трещины в теле трубы и сварных соединениях);
- дефекты потери материала (коррозионный износ и механические повреждения);
- дефект геометрия трубопровода;

					Способы контроля технического состояния промысловых трубопроводов	Лист
						16
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В основу оценки технического состояния трубопроводов положена гипотеза о возникновении аварии или инциденте (отказе) оборудования при наличии дефекта из-за наступления одного из пяти возможных предельных состояний.

Сюда входят:

– состояние снижения (спада) несущей способности конструктивных элементов трубопровода, при достижении которого эксплуатационный участок получает такие остаточные деформации, которые не допускают дальнейшую эксплуатацию;

– состояние развития и приобретения чрезмерных деформаций линейных участков и арматуры от статических и динамических нагрузок и воздействий, при достижении которого в трубопроводе появляются дополнительные искривления и колебания, исключающие возможность дальнейшей эксплуатации;

– состояние трещинообразования в металле конструктивных элементов, при которой дальнейшая эксплуатация становится невозможной вследствие потери целостности и возможности разгерметизации трубопровода;

– состояние коррозионного и эрозионного разрушения металла конструктивных элементов и образование свищей, при достижении которого в трубопроводе появляется утечки продукта перекачки, исключающая возможность дальнейшей эксплуатации;

– состояние негативного воздействия на промысловый трубопровод путем несанкционированного повреждения или прокола конструктивных элементов трубопровода;

– состояние негативного воздействия на охранную зону, при достижении которого в трубопроводе появляется неприемлемый риск аварии или инцидента, требующий незамедлительного принятия мер.

					Способы контролирования технического состояния промысловых трубопроводов	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2.1 Подготовительный этап работы для диагностики

Внутритрубная диагностика (внутритрубная инспекция) - это комплекс технологических мероприятий, реализуемых путем пропуска внутри трубопровода специальных устройств – внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС).

Трубопроводы несмотря на любой транспортируемый продукт должны иметь чистую поверхность внутри. Внутренняя поверхность, которая содержится в хорошем состоянии гарантирует хорошие рабочие параметры. Положительные рабочие параметры в свою очередь увеличивают эффективность трубопровода, что впоследствии приводит к снижению материальных затрат.

Внутритрубная инспекция является системой диагностирования, с помощью которой можно выявлять месторасположение и параметры дефектов на соответствующем уровне:

- 1 уровень – профилометрия;
- 2 уровень – ультразвуковая дефектоскопия;
- 3 уровень – магнитографическая или магнитометрическая дефектоскопия;
- 4 уровень – рентгенографическая дефектоскопия.
- 5 уровень – дополнительный дефектоскопический контроль

Для осуществления внутритрубной инспекции с помощью ВИС исследуемый участок промышленного трубопровода должен быть оборудован камерами пуска и приема СОД. Так же, запорная арматура, отводы на исследуемом участке не должны мешать движению внутритрубных снарядов. Для отслеживания текущей геолокации ВИС, на трубопроводе устанавливают маркерные сигнальные передатчики с интервалом от 1,5 до 2 км. ВТД состоит из нескольких этапов, при качественном выполнении и правильной последовательности которых обеспечивается получение точных результатов.

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Скребки применяются в период окончания строительно-монтажных работ на трубопроводе для дальнейшей очистки от строительного мусора. Следующим этапом являются гидравлические испытания с целью вытеснения жидкости, реализация данного этапа происходит благодаря *поршням-разделителям*. На заключительном этапе, после завершения пуско-наладочных работ, а также в период эксплуатации, очистка внутренней полости газопровода производится при помощи очистных поршней, которые снабжены специальными манжетами и дисками для смягчения ударов при приёме поршня в камере. Скребок это основной снаряд, выполняющий очистку внутренней полости трубопровода. В зависимости от диаметра трубопровода и характера загрязнений скребки изготавливаются из соответствующих материалов и соответствуют диаметру трубы. Скребки-калибры типа СКК направлены на оценку минимальной величины проходного сечения трубопровода, определяемой перед запуском внутритрубных инспекционных приборов или очистных скребков. Технология определения минимального проходного сечения трубопровода обусловлена деформацией лепестков измерительных дисков скребка при прохождении преград или сужений. По данной деформации лепестков происходит определение минимального проходного сечения трубопровода.

Очистные скребки–калибры могут быть оснащены сигнализаторами контроля их прохождения по газопроводу и определения их местоположения.

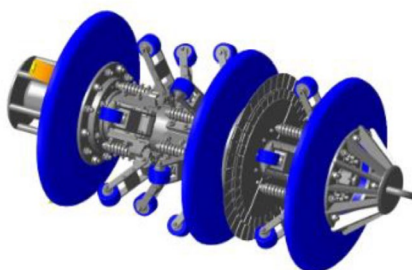


Рисунок 2.11. Скребок калибр типа СКК

					Способы контролирования технического состояния промысловых трубопроводов	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Технические характеристики скребка калибра типа СКК представлены на рисунке 2.12

Технические характеристики	
Диаметры приборов, мм	159-1220
Рабочая среда	Нефть, вода, природный газ, нефтепродукты
Диапазон температур рабочей среды эксплуатации, °C	от -15 до +50
Максимальное давление рабочей среды эксплуатации, МПа	14
Рабочий диапазон скоростей, м/с	от 0,2 до 5
Минимальный радиус отвода	1,5Dy

Рисунок 2.12. Скребок калибр типа СКК

Назначения поршней-разделителей связано с удалением воды из внутренней полости трубопроводов после их гидравлических испытаний, а так же различных отложений с внутренней стенки трубопровода. Поршень разделитель перемещается вдоль трубопровода благодаря потоку перекачиваемого продукта.

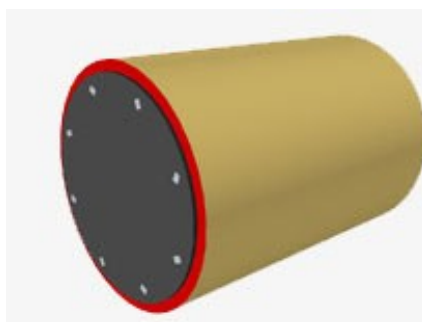


Рисунок 2.13. Поршень разделитель типа ДЗК

На рисунке 2.14. представлены технические характеристики поршей разделителей типа ДЗК

Технические характеристики	
Диаметры приборов, мм	108-1420
Рабочая среда	Нефть, вода, природный газ, нефтепродукты
Диапазон температур рабочей среды эксплуатации, °C	от -15 до +50
Максимальное давление рабочей среды эксплуатации, МПа	3
Рабочий диапазон скоростей, м/с	от 0,1 до 5
Минимальный радиус отвода	1,5Dy

Рисунок 2.14. Технические характеристики поршей разделителей типа ДЗК

При продувке газопроводов применяются очистные поршни, предназначенные для удаления из внутренней полости трубопровода посторонних предметов и зачистки его внутренней поверхности. Очистные поршни движутся по очищаемому газопроводу за счет энергии сжатого воздуха или природного газа. Очистные поршни состоят из: корпуса, манжетных уплотнительных устройств и металлических щёток. Манжетные уплотнения обеспечивают плотность посадки поршней в газопроводе, а металлические щетки очищают внутреннюю поверхность трубопровода.

Применяются очистные полиуретановые поршни типа ОПП, предназначенные для очистки полости трубопровода от строительного мусора, грунта, поверхностного рыхлого слоя ржавчины и окалины, мягких и частично твердых отложений методом протягивания, продувки, промывки и вытеснения в потоке воды, а так же для предварительного запуска при удалении воды после гидроиспытания.



Рисунок 2.15. Очистной поршень типа ОПП.

Для рассматриваемого участка в работе подходит ОПП-219. После всех подготовительных мероприятий в трубопровод запускается внутритрубный дефектоскоп для проведения 2, 3 и 4 уровней диагностики. 5 уровень ДДК проводят для подтверждения результатов контроля и последующего уточнения типа и параметров дефекта. Классификация

					Способы контролирования технического состояния промысловых трубопроводов	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

современных дефектоскопов по уровням технического диагностирования довольно условна, поскольку данные снаряды-дефектоскопы позволяют обнаруживать несколько типов различно ориентированных дефектов и поэтому могут применяться на любом из уровней диагностики. После пропуска внутритрубных снарядов-дефектоскопов производят обработку результатов диагностирования, определяют наиболее дефектные участки трубопровода, производят их шурфовку и, если необходимо, удаление изоляции с целью идентификации обнаруженных дефектов [4].

2.1.1 Типы внутритрубной очистки.

Существуют несколько типов внутритрубной очистки исходя из цели проведения работы.

- периодическая – с целью удаления парафиновых отложений; скоплений газа и воды, чтобы предотвратить снижение пропускной способности трубопровода; предупреждение появления и развития внутренней коррозии трубопровода;
- внеочередная – в случае снижения пропускной способности нефтегазопровода в период между периодическими очистками на 2 % и более;
- преддиагностическая – с целью обеспечения необходимого уровня внутритрубной очистки, согласно техническим характеристикам перед запуском внутритрубных инспекционных приборов.

Очистка внутренней полости трубопровода производится в соответствии с разработанными и утверждёнными главным инженером эксплуатирующей организации инструкциями, для каждого участка промысловых трубопроводов.

					Способы контролирования технического состояния промысловых трубопроводов	Лист
						22
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Преддиагностическую и периодическую очистку трубопровода рекомендуется осуществлять пропуском не менее двух очистных устройств. Периодичность между запуском очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями и запуском очистного устройства с открытыми байпасными отверстиями не должна превышать 24 часа. В случае целевой очистки трубопровода рекомендуется проводить запуск одного очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями. Организация очистки трубопровода проводится путём составления годового и месячных планов работ с учетом: требований периодической очистки; годового плана внутритрубной диагностики; необходимости целевой очистки трубопровода после проведения ремонтных работ.

2.1.2 Предназначение очистных устройств.

Главной задачей внутритрубных очистных устройств является очистка внутренней полости трубопровода от таких отложений, как:

- парафино-смолистые отложения;
- остатки глиняных тампонов, оставшиеся после ремонта трубопровода;
- камни, песок;
- скопления воды и газа, а также посторонние предметы.

2.1.3 Виды очистного оборудования

Для проведения очистки внутренней полости газопроводов применяют разные виды очистных устройств. Подбор того или иного типа обусловлен видом загрязнений, находящихся внутри трубопровода. К числу очистных устройств относятся:

- скребки;
- поршни-разделители;
- очистные поршни.

Скребки применяются в период окончания строительно-монтажных работ на трубопроводе для дальнейшей очистки от строительного

					Способы контролирования технического состояния промысловых трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		23

мусора. Следующим этапом являются гидравлические испытания с целью вытеснения жидкости, реализация данного этапа происходит благодаря поршням-разделителям. На заключительном этапе, после завершения пуско-наладочных работ, а также в период эксплуатации, очистка внутренней полости газопровода производится при помощи очистных поршней, которые снабжены специальными манжетами и дисками для смягчения ударов при приёме поршня в камере.

2.2 Способы наружного поиска дефектов промышленных трубопроводов

2.2.1 Визуально-измерительный контроль

ВИК – это один из методов неразрушающего контроля оптического вида. Он основан на получении первичной информации о контролируемом объекте при визуальном наблюдении или с помощью оптических приборов и средств измерений. ВИК является дешёвым и в тоже время информативным методом неразрушающего контроля. Данный метод является базовыми и предшествует всем остальным методам дефектоскопии. Внешним осмотром проверяют качество подготовки и сборки заготовок под сварку, качество выполнения швов в процессе сварки, а также качество основного металла. Цель визуального контроля – обнаружение вмятин, ржавчины, наплывов, и других видимых дефектов. Подготовка места производства работ проводится перед началом выполнения ВИК. При мониторинге трубопровода в процессе его эксплуатации нужно обеспечить удобный подход специалистов к месту контроля для достаточного обзора глаза. Поверхность, подлежащая контролю, рассматривается под углом не менее 30 ° к плоскости объекта контроля и с расстояния до 0,6 м (рисунок 2.15). Должна быть обеспечена освещенность не менее 160 люкс для обзорного визуального контроля и не менее 500 люкс для локального визуального контроля. В противном случае необходимо использовать вспомогательные источники света для получения требуемой освещенности [5].

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		24



Рисунок 2.15 – Условия осуществления ВИК

При техническом диагностировании трубопровода, ВИК необходимо проводить после полной остановки его работы в связи с избыточным давлением. Поверхность в зоне контроля очищают от изоляции, ржавчины и грязи до чистого металла. После подготовки специалисты приступают непосредственно к ВИК. Можно использовать: лупы, в том числе измерительные; линейки измерительные металлические; угольники поверочные 90° лекальные; штангенциркули, штангенрейсмусы и штангенглубиномеры; щупы; угломеры с нониусом; стенкомеры и толщиномеры индикаторные; микрометры; нутромеры микрометрические и индикаторные; калибры; эндоскопы; шаблоны, в том числе специальные и универсальные (например, типа УШС), радиусные, резьбовые и др.; поверочные плиты; плоскопараллельные концевые меры длины с набором специальных принадлежностей; штриховые меры длины (стальные измерительные линейки, рулетки).

Допускается применение других средств визуального и измерительного контроля при условии наличия соответствующих инструкций, методик их применения. Данный метод НК имеет ряд значительных преимуществ:

- Простота и удобство контроля
- Большая скорость осмотра

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		25

- Низкая стоимость проведения операции
- Малая трудоёмкость

К недостаткам же можно отнести:

- Низкая достоверность результатов
- Влияние человеческого фактора на результат

Несмотря на ощутимые недостатки, данный метод контроля является востребованным и позволяет определять крупные дефекты на стадии строительства трубопроводов, их эксплуатации и непосредственно в процессе комплексной технической диагностики.

2.2.2 Ультразвуковой метод неразрушающего контроля

Одним из основных методов неразрушающего контроля является ультразвуковой метод контроля.

Ультразвуковая дефектоскопия – это комплекс методов контроля, использующие упругие колебания ультразвукового диапазона частотой от 0,5 до 10 МГц. Она основана на свойстве упругих волн распространяться в однородном твердом теле и на его плоских или кривых поверхностях в виде лучей прямолинейно и отражаться от границ тела или нарушений сплошности, а также на свойстве упругих волн рассеиваться и поглощаться структурными составляющими контролируемых объектов. Главным методом ультразвуковой дефектоскопии является эхо-метод. Механизм данного метода заключается в излучении в изделие и последующем принятии отраженных ультразвуковых колебаний с помощью специального оборудования – ультразвукового дефектоскопа и пьезоэлектрического преобразователя (ПЭП) и дальнейшем анализе полученных данных с целью определения наличия дефектов, а также их эквивалентного размера, формы,

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		26

вида и глубины залегания.

Для генерации ультразвуковых волн в объекте контроля применяют специальные преобразователи, принцип действия которых основан на использовании прямого или обратного пьезоэлектрических эффектов.

Прямой пьезоэффект представляет собой способность некоторых материалов образовывать электрические заряды на поверхности при приложении механической нагрузки, обратный пьезоэффект заключается в изменении механического напряжения или геометрических размеров образца материала под воздействием электрического поля.

При проведении ультразвукового контроля пьезоэлектрические преобразователи выступают в качестве излучателя и приемника ультразвукового импульса, обрабатываемого дефектоскопом или толщиномером.

Ультразвуковые пьезоэлектрические преобразователи можно классифицировать по следующим признакам:

По углу ввода колебаний:

Прямые преобразователи вводят и (или) принимают колебания по нормали к поверхности объекта контроля в точке ввода.

Наклонные преобразователи вводят и (или) принимают колебания в направлениях отличных от нормали к поверхности объекта контроля.

По способу размещения функций излучения и приема УЗ сигнала:

Совмещенные ПЭП где один и тот же пьезоэлемент, работает как в режиме излучения, так и в режиме приема.

Раздельно-совмещенные преобразователи где в одном корпусе размещены два и более пьезоэлемента, один из которых работает только в режиме излучения, а другие в режиме приема.

По частоте колебаний:

					Способы контролирования технического состояния промысловых трубопроводов	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Высокочастотные УЗ ПЭП условно можно ограничить диапазоном 4- 5 МГц;

- Среднечастотные УЗ ПЭП с диапазоном частот 1,8-2,5 МГц.

- Низкочастотные УЗ ПЭП с диапазоном частот 0,5-1,8 МГц.

По способу акустического контакта:

- Контактные ПЭП, где рабочая поверхность соприкасается с поверхностью ОК или находится от нее на расстоянии менее половины длины волны в контактной жидкости.

- Иммерсионные, которые работают при наличии между поверхностями преобразователя и ОК слоя жидкости толщиной больше пространственной протяженности акустического импульса.

По типу волны возбуждаемой в объекте контроля:

- Продольные волны;

- Сдвиговые (поперечные) волны;

- Поверхностные волны (волны Реллея);

- Нормальные ультразвуковые волны (волны Лэмба);

Головные волны.

Для технического диагностирования трубопроводов применяют прямые совмещенные П111, прямые раздельно-совмещенные П112 и наклонные совмещенные П121 пьезоэлектрические преобразователи [6].

Преобразователи типа П111 используются для дефектоскопии и толщинометрии изделий продольными волнами. Преобразователи П111 используются для выявления объемных и плоскостных дефектов – пор, волосовин, расслоений. На сегодняшний день широкое распространение получили ультразвуковые дефектоскопы, характеризующиеся высоким качеством используемых материалов, мощным программным обеспечением, интуитивным управлением и высокой скоростью контроля. Одним из таких дефектоскопов является ультразвуковой дефектоскоп STARMANS DIO 1000 SFE.

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
						28
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

STARMANS DIO 1000 SFE – высокочастотный ультразвуковой дефектоскоп, сочетающий в себе традиционные способы УЗК и современные технологии контроля с использованием дифракционно-временного и электромагнитно-акустического методов. (рисунок 2.16).



Рисунок 2.16 – Ультразвуковой дефектоскоп STARMANS DIO 1000 SFE

Данная модель отличается повышенной способностью обнаружения дефектов и лучшей визуализацией проблемных участков.

По сравнению с другими методами неразрушающего контроля ультразвуковой метод обладает важными преимуществами:

- Высокая чувствительность к наиболее опасным дефектам типа
- Безопасность специалиста при проведении контроля;
- Возможность проведения ультразвукового контроля в процессе эксплуатации (в отдельных случаях);
- Сохранение первоначальных характеристик исследуемого образца;
- Возможность контроля трубопровода без предварительной подготовки поверхности и контактной жидкости при использовании ЭМА преобразователей.

К недостаткам данного метода можно отнести:

- Высокая стоимость оборудования;

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Трудности при ультразвуковом контроле металлов с крупнозернистой структурой в связи с затуханием и рассеиванием ультразвукового импульса;
- повышенные требования к состоянию поверхности контроля по шероховатости и волнистости.
- невозможность оценки реального размера и характера дефекта

2.2.3 Магнитный метод

Магнитная дефектоскопия - комплекс методов НК, применяемых для обнаружения дефектов в ферромагнитных металлах. К дефектам, выявляемым магнитным методом можно отнести трещины, волосовины, неметаллические включения, несплавления, флокены, непровары сварных соединений. Обнаружение дефектов возможно только в том случае, когда они выходят на поверхность изделия или залегают на малой глубине (не более 2 – 3 мм) [8].

Магнитные методы основаны на изучении магнитных полей рассеяния вокруг изделий из ферромагнитных материалов после намагничивания. В местах расположения дефектов наблюдается перераспределение магнитных потоков и их искажение вследствие различия магнитных свойств дефектов и окружающего их металла.

Согласно [8], для контроля технического состояния промышленных трубопроводов используются следующие магнитные методы:

- магнитопорошковый;
 - магнитографический; магнитоферрозондовый,
 - индукционный,
 - магнитной памяти металла
 - бесконтактная магнитометрическая диагностика.

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		30

Наиболее простой способ — обнаружение дефектов компасом.

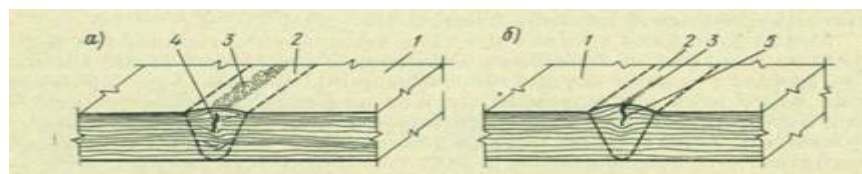
Суть данного метода заключается в том, что стрелка компаса, поднесенного к исследуемому намагниченному металлу, будет стремиться располагаться вдоль направления силовых линий магнитного поля. Перемещая, компас вдоль металлического стержня и приблизившись к скрытому дефекту, произойдет отклонение магнитной стрелки, что укажет на наличие дефекта в этом месте.

Однако способ обнаружения дефектов с помощью компаса обладает низкой чувствительностью, что не позволяет использовать его для автоматического контроля. Магнитная, порошковая дефектоскопия основана на том, что наличие дефекта в намагниченном металле выявляется по магнитному полю рассеяния ферро-магнитных частиц вокруг дефекта. Этот метод контроля является простым и достаточно надежным для обнаружения трещин и других дефектов как на поверхности металла, так и на небольшой глубине от нее.

Метод контроля состоит из двух этапов: намагничивания испытуемого металла и нанесения магнитных порошков. Намагничивание металла может осуществляться пропусканием электрического тока через весь исследуемый металл или необходимую часть его или путем пропускания электрического тока через проводник, окружающий испытуемый металл (соленоид), а также с помощью магнитов. В качестве магнитных порошков используются тонко измельченные ферромагнитные порошки, обладающие высокой магнитной проницаемостью, получаемые из отходов стали, магнетита, феррита и т. д. Порошки используют как в сухом виде, так и в виде суспензий. Перед нанесением порошков поверхность испытуемого металла очищают от окалины и ржавчины путем обработки ее пескоструйным аппаратом, проволочной щеткой или методом шлифования. После этого в зоне поверхностного дефекта возникает парамагнитных полюсов, которые подобно маленьким магнитам задерживают магнитный порошок по контуру имеющегося дефекта, образуя его видимое изображение (рисунок 2.17). При наличии поверхностных дефектов

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

порошковые рисунки всегда получаются плотными, хорошо сцепляются с поверхностью металла и имеют резкие очертания.



а – трещина на некоторой глубине от поверхности; б – поверхностная трещина: 1 – свариваемый металл; 2 – сварной шов; 3 – магнитный порошок;
4 – скрытая трещина; 5 – поверхностная трещина

Рисунок 2.17 – Схема выявления дефектов в шве с помощью магнитного порошка

Если дефект находится на некоторой глубине от поверхности, рисунки получаются менее плотными и с менее резким очертанием-контура дефекта. Однако по виду рисунка легко можно установить характер дефекта и его расположение в металле. При контроле дефектов, расположенных на некоторой глубине от поверхности, пользуются сухим методом, который является более чувствительным по сравнению с мокрым (методом суспензии). Хорошие результаты получаются также, если дефект расположен на глубине не более 6 мм от поверхности. Выбор оборудования для контроля магнитно-порошковым методом производится в зависимости от вида намагничивающего тока, условий характера и цели испытаний, а также от типа и состояния, используемых для контроля магнитных порошков. При испытании мелких стальных изделий, закладных деталей и сварных соединений пользуются стационарным лабораторным оборудованием. В случае необходимости проверки качества сложных стальных конструкций и сварных узлов в эксплуатационных условиях используют портативные малогабаритные приборы и установки. В настоящее время для контроля методом магнитного порошка используются магнитные дефектоскопы. Разработан передвижной магнитный дефектоскоп типа ДМП-3, состоящий из пульта питания и управления устройств намагничивания, приспособлений для намагничивания

и устройств для подачи и распыления порошка. Существуют и более универсальные магнитные дефектоскопы типа УМДЭ-10000. Кроме намагничивания исследуемого металла, этим дефектоскопом обеспечивается автоматическое регулирование и выключение тока, подача магнитной суспензии и размагничивание металла после окончания испытаний. Разработаны также полуавтоматические и автоматические установки, в которых весь процесс испытаний и фиксация обнаруженных дефектов автоматизированы.

К преимуществам относится возможность контроля деталей сложной формы и любых размеров.

К недостаткам можно отнести:

- Возможность контроля только изделий из ферромагнитного материала
- необходимость использования специального оборудования.
- невозможность выявления дефектов, расположенных на глубине более 2 мм от поверхности

2.2.4 Тепловой метод контроля

Методы теплового вида контроля основаны на взаимодействии теплового поля объекта с термометрическим чувствительным элементом (термопарой, болометром, термоиндикаторами и т.п.), преобразования параметров поля (интенсивности, температурного градиента, контраста, лучистостей и др.) в параметры электрического или другого сигнала и передаче его на регистрирующий прибор [10]. Тепловые методы контроля для диагностики трубопровода обычно используют в паре с другими

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
						33
Изм	Лист т	№ докум	Подп.	Дата		

методами неразрушающего контроля для получения более точных результатов.

Согласно [10], существуют активные и пассивные методы теплового контроля.

При активном контроле объект подвергают воздействию от внешнего источника энергии. Он предназначен для обнаружения трещин, пористостей, расслоений и инородных включений в трубопроводе, а также изменений в структуре и физико-химических свойствах (неоднородность структуры, теплопроводность структуры, теплоемкость и коэффициент излучения).

При пассивном же контроле, объект не подвергается воздействию от внешнего источника энергии. Он нужен для обнаружения отклонений от исходной формы и исходных геометрических размеров трубопровода и контроля его теплового режима.

В зависимости от способа измерения температуры, приборы теплового контроля разделяют на контактные и бесконтактные.

В настоящее время, наиболее распространёнными приборами для контактного измерения температуры являются: термопары, металлические и полупроводниковые сопротивления, термоиндикаторы, термокарандаши, манометрические и жидкостные термометры. К бесконтактным приборам теплового контроля относятся тепловизоры, термографы, квантовые счетчики, радиационные пирометры и др.

Большое распространение в диагностике промышленных трубопроводов получил метод термографии, который относится к пассивным бесконтактным методам теплового диагностирования [9]. Сущность метода заключается в получении термограммы - изображения в инфракрасных лучах, показывающего картину распределения температурных полей на поверхности контролируемого объекта с помощью специального прибора – тепловизора.

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		34

Тепловизор - устройство для наблюдения за распределением температуры исследуемой поверхности.

Тепловизионный контроль позволяет дистанционно выявлять места критического изменения температур трубопровода, свидетельствующие об утечке продукта, изоляционном или ином повреждении.

Тепловизоры обеспечивают проведение локального технического диагностирования трубопровода, запорной арматуры и т.п. на конкретном участке. Данный прибор можно также использовать для мониторинга трассы промышленных трубопроводов, проложенных способами надземной и подземной прокладки, с применением авиации, например, на вертолетах с высоты до 501 метров и скоростью полета до 299 км/ч.

Одним из современных тепловизоров является TESTO 890, произведённый в Германии (рисунок 2.24).

Тепловизор TESTO 890 обеспечивает высокий уровень качества инфракрасных изображений, имеет высокую надежность и дает возможность проводить работу быстро и легко.



Рисунок 2.24 – Тепловизор TESTO 890

Тепловизоры TESTO серии 890 полностью удовлетворяют требованиям к оборудованию для аттестации лабораторий НК. Данная модель характеризуется высокой температурной чувствительностью тепловизора - от 0.023 °С, высокой точностью измерений, широким пространственным разрешением (0.7 мрад) и температурным диапазоном (-38...+350°С).

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35

К преимуществам тепловых методов контроля можно отнести:

- Высокая точность определения местоположения дефекта по температурному изменению дефектной области;
- Бесконтактный метод неразрушающего контроля
- Осуществление контроля подземного трубопровода минуя шурфовку;
- Оперативность
- Высокая скорость работы в режиме реального времени;
- Наглядность и простота обработки результатов проведения контроля;
- Проведение диагностики трубопровода в процессе его эксплуатации;
- Мобильность аппаратуры и удобство пользования;
- Безопасность при проведении мониторинга.

К недостаткам тепловых методов контроля можно отнести:

- Обнаружение уже существующих дефектов трубопровода по утечке продукта перекачки, поврежденной изоляции и т.п. – нельзя обнаружить зарождающиеся и развивающиеся дефекты трубопровода;
- Невозможность определения типа дефекта;
- Зависимость результата контроля от условий окружающей среды.

2.2.5 Капиллярный метод контроля

Капиллярный контроль – самый чувствительный метод НК. К капиллярным методам неразрушающего контроля относят методы, основанные на капиллярном проникновении индикаторных жидкостей (пенетрантов) в поверхностные и сквозные дефекты. Образующиеся индикаторные следы обычно регистрируются визуальным способом. С помощью капиллярных методов определяется расположение дефектов, их протяженность и ориентация на поверхности.

					Способы контролирования технического состояния промышленных трубопроводов	Лист 36
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Капиллярная дефектоскопия применяется если необходимо выявить малые по величине дефекты, к которым не может быть применён визуальный контроль. Капиллярный метод проводится строго в соответствии с ГОСТ 18442. Простейшей разновидностью капиллярного контроля является метод «мел-керосин». В настоящее время керосин и мел почти полностью уступили место высокочувствительным пенетрантным системам, обеспечивающим лучшую проникающую способность и выявляемость дефектов. Капиллярные методы используются для контроля объектов любых размеров и форм, изготовленных из черных и цветных металлов и сплавов, стекла, керамики, пластмасс и других неферромагнитных материалов. С помощью капиллярной дефектоскопии возможен контроль объектов из ферромагнитных материалов в случае, если применение магнитопорошкового метода невозможно в связи с условиями эксплуатации объекта или по другим причинам.

Главными дефектоскопическими материалами, применяемыми в капиллярных методах контроля, являются:

- И – пенетрант-индикатор;
- М – очиститель;
- Г – гаситель;
- П – проявитель пенетранта.

Индикаторный пенетрант (И) – это проникающая индикаторная жидкость, которая предназначена для заполнения полостей открытых поверхностных дефектов и для образования индикаторного следа, обнаруживаемого невооруженным глазом.

Очиститель от пенетранта (М) – состав, при нанесении которого происходит удаление индикаторного пенетранта с ОК. Основными очистителями, применяемыми для удаления пенетранта, являются поверхностно-активные вещества, спирты и т.д.

					Способы контроля технического состояния промисловых трубопроводов	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Гаситель пенетранта (Г) – вещество, предназначенное для устранения фоновой окраски при цветном методе контроля или люминесценции при люминесцентном методе контроля остатков индикаторного пенетранта на поверхности ОК. В качестве гасителя для люминесцентных пенетрантов используется смесь резорцина с изопропиловым спиртом.

Проявитель пенетранта (П) – состав, который служит для извлечения индикаторного пенетранта из полости дефекта. В результате происходит образование индикаторного следа и создание фона для легкого обнаружения местоположения дефекта. В качестве проявителя используют порошок, суспензию, краски, лаки, липкую ленту.

На основании источника [11], капиллярный метод неразрушающего контроля включает в себя 5 этапов:

1. Предварительная подготовка объекта к контролю;
2. Нанесение дефектоскопических материалов на поверхность объекта контроля;
3. Проявление дефектов;
4. Выявление дефектов и их регистрация;
5. Очистка поверхности объекта контроля.

При проведении контроля капиллярными методами, на предварительно очищенную от грязи, пыли, ржавчины, лакокрасочных покрытий поверхность объекта контроля (1), а) наносят индикаторный пенетрант (3) б), который имеет возможность проникать в дефекты (2) с присущим ему отличительным цветовым оттенком или люминесцирующий под воздействием ультрафиолетового излучения. Спустя определенное время, избыток пенетранта удаляют с поверхности ОК при помощи очистителей (рисунок 2.48, в). Следующим этапом является нанесение проявителя на ОК (4) (рисунок 2.48, г), который поднимает оставшийся в поверхностном дефекте пенетрант на поверхность (5).

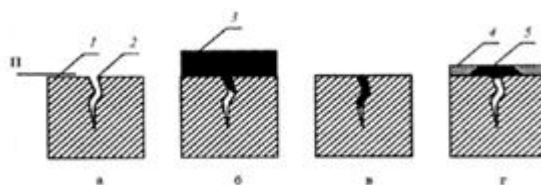


Рисунок 2.48 – процесс работы капиллярного метода

В результате пенетрант распространится над дефектным участком и при этом образует индикаторный след конкретной ширины. Данный след можно заметить только пользуясь специальными приборами, или невооруженным глазом. Индикаторные следы способны люминесцировать в ультрафиолетовых лучах или имеют окраску, которая вызывается избирательным поглощением части падающих прямо на них световых лучей.

К плюсам данного метода можно отнести:

- Достаточная чувствительность;
- Относительно высокая достоверность контроля и наглядность его результатов;
- Возможность контроля деталей разной степени сложности, а также широких зон деталей в один прием;
- Возможность точно устанавливать место, направление, протяженность и иногда характер дефекта;
- Простота методики проведения контроля;
- Небольшая стоимость используемых приборов и дефектоскопических материалов.

Минусы данного метода:

- Очень трудоёмкий метод;
- Возможность обнаружения только поверхностных дефектов;
- Требуется удаление ЛКП а так же предварительная зачистка;

					Способы контролирования технического состояния промисловых трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

3 Автоматизированная внутритрубная диагностика

В современных условиях использование только традиционных методов НК недостаточно для 100 % контроля технического состояния трубопроводов. Технология проведения контроля и используемые приборы характеризуются низкой степенью автоматизации процесса контроля и высокой трудоемкостью.

На смену традиционных методов контроля технического состояния трубопроводов пришли внутритрубные инспекционные снаряды-дефектоскопы, которые сочетают в себе достоинства применяемых методов контроля и современные технологии.

Обнаружение дефектов в современных дефектоскопах проводится, в основном, с применением 3 методов: ультразвукового, магнитного и с применением электромагнитно – акустических преобразователей (ЭМАП).

3.1 Внутритрубные дефектоскопы

Внутритрубный дефектоскоп – это автономная диагностическая система, которая предназначена для определения точной локации и точных размеров дефектов в основном теле трубы и в сварных швах. Перемещение по трубопроводу осуществляется транспортируемым потоком перекачиваемой среды.

Сопровождение дефектоскопа в трубопроводе, а также привязка выявленных внутритрубных дефектов к определенному участку трубы осуществляется с помощью наземных маркерных пунктов, расположенных над осью трубопровода на расстоянии не более 2 км между соседними маркерами и установленных возле постоянных ориентиров, таких как опоры ЛЭП, запорная арматура и т.д.

Внутритрубные дефектоскопы обеспечивают обнаружение вмятин, сплющивания, складок металла, общих изменений внутреннего

диаметра, овальностей, а также дефектов стенок труб, связанных с коррозией и деградацией тела трубы. диаметра, овальностей, а также дефектов стенок труб, связанных с коррозией и деградацией тела трубы. В основе принципа обнаружения дефектов используют ультразвуковой, магнитный и ультразвуковой ЭМА методы, каждый из которых позволяет с достаточно высокой точностью производить техническую диагностику трубопровода.

3.2 Комбинированные снаряды-дефектоскопы

Принцип работы комбинированных комплексов основан на сочетании преимуществ разных методов диагностики. Такая технология позволяет за один пропуск по трубопроводу эффективно обнаруживать дефекты различных типов. В частности, комбинированный магнитный дефектоскоп технологии MFL + TFI обнаруживает питтинговую коррозию, трещиноподобные дефекты в поперечных, продольных сварных швах и в теле трубы, а также риски.



Рисунок 3.11 - Комбинированный магнитный дефектоскоп 32-МСК.10-00.000 с регулятором скорости

АО «Транснефть – Диаскан» с июля 2019 года ввело в эксплуатацию новый комбинированный магнитный дефектоскоп 32-МСК.10-00.000 с регулятором скорости. Дефектоскоп позволяет производить внутритрубную диагностику магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, а также газопроводов с наружным диаметром 32" и 34" стандарта API (32" ГОСТ).

Данный прибор выявляет дефекты трубы, ориентированные под произвольными углами относительно продольной оси трубопровода.

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		41

Движение дефектоскопа в процессе внутритрубной диагностики осуществляется как в потоке перекачиваемой по трубопроводу жидкости, так и в потоке газа.

В газовой среде эксплуатировать прибор позволяет входящий в его состав регулятор скорости. Именно он обеспечивает поддержание скорости движения дефектоскопа в рабочем диапазоне (от 2,5 до 3,0 м/с). В состав дефектоскопа, помимо батарейной секции, входят три магнитные: одна с продольным намагничиванием (MFL) и две с поперечным намагничиванием (TFI). При этом прибор может эксплуатироваться также в раздельном варианте: MFL или TFI.

Комбинированные дефектоскопы – уникальная разработка инженеров компании АО «Транснефть – Диаскан», которая используется мировыми производителями оборудования для контроля технического состояния трубопроводов.

3.3 Автоматизированные устройства, перемещающиеся самостоятельно

Применение внутритрубных снарядов-дефектоскопов обладает множеством преимуществ для ВТД промысловых трубопроводов. Так, данный устройства движутся в потоке перекачиваемой среды, не уменьшая производительность трубопровода. Использование внутритрубных дефектоскопов позволяет производить диагностику трубопровода в процессе его эксплуатации на длительные расстояния.

Однако сфера применения данных устройств – это контроль магистральных трубопроводов большого диаметра, оборудованных камерами пуска и приема. Для контроля промысловых трубопроводов внутритрубные снаряды-дефектоскопы пригодны лишь частично, так как камерами пуска-приёма оборудованы лишь коллекторы второго порядка в случае перекачки нефти или шлейфы-коллекторы если транспортируется газ, что составляет не

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		42

более 40 % от всего промышленного трубопроводного фонда.

Также не всегда возможна предварительная подготовка внутренней поверхности исследуемого объекта для пропуска внутритрубного снаряда-дефектоскопа, что может отразиться на качестве проведенного мониторинга.

Для решения таких проблем были разработаны автоматизированные системы, которые способны без помощи человека передвигаться по трубопроводу под руководством оператора. Данные устройства стали следующим этапом в развитии оценки технического состояния трубопровода с использованием методов внутритрубной дефектоскопии.

Передвижение автоматизированных систем осуществляется с помощью колесных или гусеничных движителей – так называемые кроулеры с электроприводом. Колесные устройства используются в газопроводах, гусеничные – как в газопроводах, так и в нефтепроводах. Для придания движения применяется электропривод, так как установка с ДВС непригодна из соображений безопасности.

На практике встречаются как автономные модели, использующие на борту аккумуляторные батареи для питания датчиков и кроулеров, так и проводные модели, соединенные кабелем с пультом оператора.

Загрузка самодвижущихся дефектоскопов производится в опорожнённый от транспортируемого продукта трубопровод.

Диагностическое оборудование, располагаемое на устройстве и обеспечивающее мониторинг внутренней полости трубопровода позволяют проводить ВИК, профилометрию, радиографический контроль сварных швов и ультразвуковой электромагнитно-акустический контроль.

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3.3.1 Рентгеновские кроулеры

Для автоматизированного контроля сварных соединений трубопроводов, используя панорамное просвечивание используется рентгеновский кроулер СИРЕНА-6 (рисунок 3.21)

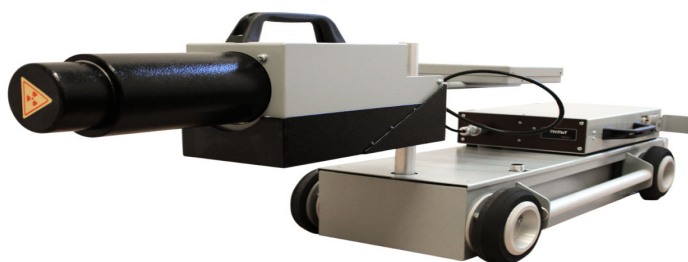


Рисунок 3.21 - Рентгеновский кроулер СИРЕНА-6

Рентгеновский кроулер СИРЕНА-6 нужен для рентгенографического контроля сварных соединений промысловых и магистральных нефтегазопроводов используя метод панорамного просвечивания. Данные кроулеры выпускаются в различных вариациях, которые рассчитаны на разные диаметры трубопроводов а так же отличаются габаритными размерами и мощностью рентгеновского излучателя.

Рентгенографический кроулер СИРЕНА-6 это комплект, который состоит из самоходной тележки с питанием от аккумулятора, основного рентгеновского излучателя и командного аппарата, который необходим для управления самого кроулера. Самоходная тележка с основным рентгеновским излучателем перемещается внутри трубы. Командный аппарат устанавливается снаружи трубы рядом с предназначенным для рентгенографирования участком. Подачей соответствующих команд осуществляется остановка кроулера, рентгенографирование шва и последующий запуск на движение (вперед-назад).

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Диаметр, поддающийся контролированию труб у комплекса СИРЕНА-6 составляет 219-530 мм, что подходит для контроля в том числе и промышленных трубопроводов. Кроулеры Сирена имеют защиту от механических и водных препятствий и разряда аккумуляторной батареи. При ее срабатывании аппарат переходит в режим обратного хода и возвращается назад.

Так же на рынке существует такая модель, как JME 8G (рисунок 3.22).



Рисунок 3.22 - Рентгеновский кроулер JME 8G

Данные кроулеры обладают рядом технических и функциональных преимуществ, открывающими новые возможности исследований. Благодаря компактным размерам данных аппаратов, возможно осуществлять контроль труб с диаметрами от 135 до 457 мм. При работе с кроулерами JME можно подобрать подходящий источник рентгеновского излучения: либо от 160 до 200 кВ, либо 20 кюри Иридий 192 изотопа (гамма). Для обеспечения наибольшей безопасности проведения исследований имеются функции противоразгона и дополнительное устройство эвакуации. Кроулеры работают от герметизированных свинцово-кислотных аккумуляторов. Для районов Крайнего Севера разработали специальную версию для бесперебойной работы в низкотемпературных условиях до -40°C . Для проведения контроля в горной местности разработаны нестандартные редукторы, прилагающиеся к кроулерам с повышенным передаточным числом.

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3.2.2 Телеинспекционные системы

Телеинспекция трубопроводов – самый достоверный и эффективный метод оценки состояния внутренней поверхности труб и коллекторов. Для видеодиагностики трубопроводов специалисты используют самоходные робототехнические комплексы. Данные устройства дают возможность провести контроль технического состояния трубопроводов диаметров от 150 мм до 330 мм.

Телеинспекционный комплекс для трубопровода позволяет выявить места полного разрушения верхнего свода коллекторов. Это помогает предотвратить провалы и образования воронок на поверхности.

Видеодиагностика труб помогает понять степень загрязненности трубопровода, выявить такие участки, где формируется засор. Эта информация необходима при планировании прочистки трубопровода. С помощью телеинспекции можно определить места разрушения трубопровода, расстыковки труб, а также обнаружить трещины. Кроме того, этот метод незаменим при поиске несанкционированных врезок.

На российском рынке существует компания TARIS, производящая телеинспекционные системы трубопроводов под названием SIGMA (рисунок 3.22)



Рисунок 3.23 – Телеинспекционная система SIGMA

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум	Подп	Дата		

Робот SIGMA – это управляемый оператором робот телеинспекции высокой проходимости с приводом на все колеса, с возможностью смены колес для эксплуатации в трубопроводах различного диаметра. Система разработана для телеинспекции подземных трубопроводов и коллекторов диаметром от 150 до 330 мм. Корпус данного модуля изготовлен из нержавеющей стали, обладает степенью защиты IP68, минимальная рабочая температура комплекса составляет -10 С, максимальная составляет + 40 С.

В ходе проведения контроля оператор управляет движением дефектоскопа в трубе и в режиме реального времени наблюдает на мониторе состояние внутренней полости трубопровода.

3.2.3 Автоматизированные магнитоакустические системы

Для полного обследования основного тела трубопровода недостаточно использования ВИК и радиографического метода для контроля сварных швов. Поэтому инженеры ЗАО «Диаконт» разработали и успешно протестировали телеуправляемый диагностический комплекс ТДК-400-М-Л, позволяющий проводить контроль трубопроводов диаметром 200-1400 мм. (рисунок 3.24).

Данный дефектоскоп способен перемещаться от места загрузки на расстояние около 160 метров – длина соединительного кабеля. ТДК-400-м-л способен осуществлять такие методы неразрушающего контроля, как: визуальный и измерительный, визуальное обследование, так же лазерная профилометрия и ультразвуковой с преобразователями. При движении рассматриваемый диагностический комплекс способен вращать установленные на нём модули, это обеспечивает обследование сто процентов внутреннего тела трубопровода.

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
						47
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

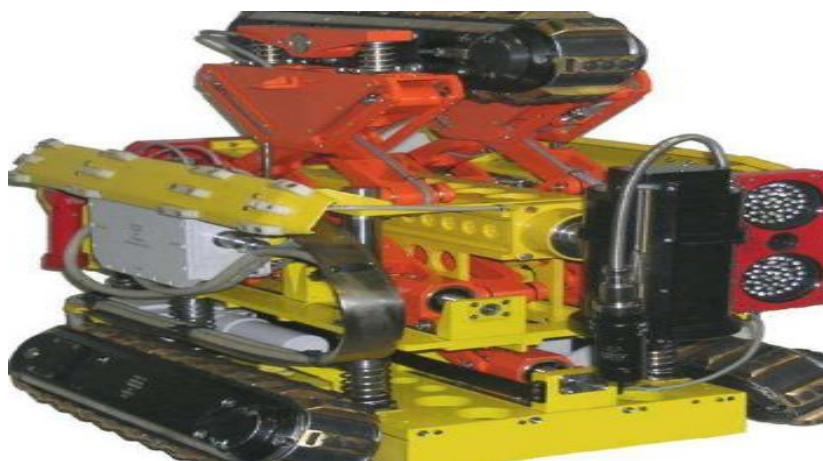


Рисунок 3.24 – Телеуправляемый диагностический комплекс ТДК 400-М-Л

Представленный робототехнический комплекс включает в себя взрывозащищенный внутритрубный дефектоскоп, на котором могут быть установлены разные сменные модули неразрушающего контроля: визуального и измерительного контроля, а также бесконтактного ультразвукового контроля с применением электромагнитно-акустических преобразователей (ЭМАП) прямого и наклонного ввода УЗ-импульса (ЭМА-модуль).

Данный комплекс обеспечивает проведение внутритрубной диагностики таких сложных участков, как:

- Вертикальные и наклонные участки;
- Конические переходы;
- Горизонтальные и вертикальные тройники;
- Трубопроводы с внутренним гладкостным покрытием;
- Трубопроводы с различными диаметрами и толщиной стенки;
- Трубопроводы без специализированных камер пуска/приема.

Достоинством данного комплекса является то, что погрузка в опорожнённый трубопровод происходит через люк-лаз, обратный клапан или же через технологический рез минуя камеры пуска-приёма, что существенно сокращает время.

Внутритрубный дефектоскоп способен перемещаться как по горизонтальным трубопроводам со скоростью 50 мм/с, так и по наклонным и вертикально расположенным участкам $D_n = 700 - 1000$ мм со скоростью 25 мм/с.

Робототехнический комплекс обеспечивает обнаружение таких дефектов, как:

- Внутренние и внешние потери металла;
- Язвенная и сплошная коррозия внутренней и внешней поверхностей;
- Трещиноподобные дефекты и механические повреждения;
- Отклонения геометрической формы трубы (овальность, вмятины, гофры);
- Отклонение пространственного положения трубопровода от проектного;
- Отслоения защитного изоляционного покрытия [13].

Диагностический комплекс ТДК-400-М-Л способен проводить следующие методы контроля:

- Визуальный и измерительный контроль;
- Лазерная профилометрия;
- Ультразвуковой с применением ЭМАП;

Метод ВИК позволяет определять размеры видимых дефектов и объектов на изображении, а также измерять глубину дефектов. Измерение оптически открытых дефектов производится с использованием лазерного зонда, проецирующего на контролируемую поверхность параллельные полосы, которые изменяют свою форму в зависимости от рельефа поверхности.

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		49

Посредством ПО, разработанным ЗАО «Диаконт», оператор может прямо на видеоизображении измерить интересующие его объекты, попавшие в поле зрения камеры, а также измерить глубину дефектов (рисунок 3.25).



Рисунок 3.25 – Визуальное наблюдение и лазерная профилометрия

Метод визуального обследования заключается в контроле поверхности посредством анализа видеоизображений, получаемых с телевизионных камер. Обследование проводится с помощью телекамер переднего и заднего обзоров, установленных на автоматизированном комплексе и могут свободно вращаться в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Внутритрубное обследование позволяет выявить наличие недопустимых технологических элементов в трубах, посторонних предметов, грязевых и шламовых отложений, вмятин, крупных поверхностных дефектов, а также установить расположение сварных соединений.

Метод лазерной профилометрии применяется для выявления повреждений и дефектов на внутренней поверхности трубы, а также детектирования наличия особенностей внутренней поверхности и превышений допустимой овальности трубопровода [14].

Принцип ультразвукового метода с электромагнитно-акустическими преобразователями описан выше, в процессе диагностики регистрируются сдвиговые волны SH с горизонтальной поляризацией. Главным плюсом

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

метода является возможность проведения контроля при воздушном зазоре до 2 мм между преобразователем и металлом трубопровода. Это делает возможным проведение внутритрубной диагностики трубопроводов без использования контактной жидкости по неподготовленной поверхности, через воздушный зазор. Диагностические модули обеспечивают режимы прямого и наклонного ввода ультразвуковых сигналов (рисунок 3.26)

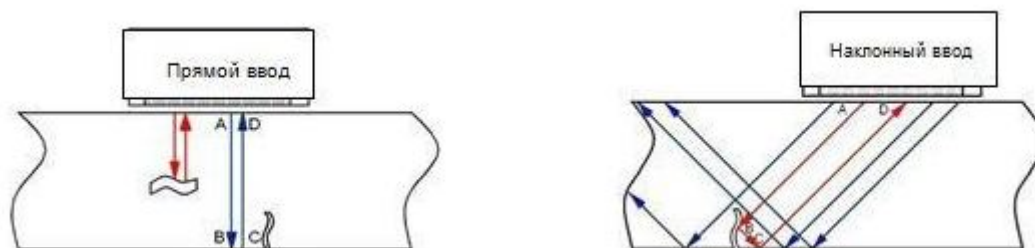


Рисунок 3.26 – Введение ультразвуковых сигналов

В режиме прямого ввода ультразвуковые волны направлены перпендикулярно стенке трубы. Контроль в этом режиме позволяет измерить толщину стенки трубы и выявить внутренние дефекты металла, ориентированные параллельно стенкам трубы дефекты (расслоения, ликвации). В режиме наклонного ввода ультразвуковые волны направлены под углом к стенке трубы. В этом режиме выявляются трещиноподобные дефекты, в том числе КРН, а также питтинговая коррозия.

Компания ЗАО «IntroScan» создала автоматизированный комплекс А2072 «IntroScan» (рисунок 3.27), который способен диагностировать трубопроводы диаметром 300 - 1400 мм.



Рисунок 3.27 - Робототехнический комплекс А2072 «IntroScan»

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		51

Сканер-дефектоскоп А2072 IntroScan предназначен для обнаружения, селекции типов и измерения параметров дефектов основного металла труб и сварных дефектов при проведении внутритрубной диагностики (ВТД) трубопроводов.

А2072 IntroScan обеспечивает внутритрубный контроль трубопроводов без дополнительных очистных мероприятий. Проводит обследование основного металла и сварных соединений элементов трубопроводов с применением телевизионно-оптической системы (визуально-измерительный контроль) и антенных решеток с акустическими датчиками с сухим точечным контактом (волноводный ультразвуковой контроль, поперечная ультразвуковая волна SH-поляризация).

Аккумуляторные батареи позволяют устройству проводить контроль до 8 часов без подзарядки со скоростью 5,2 м/мин в транспортном режиме и 0,4 м/мин в индикаторном режиме контроля.

Загрузка устройства производится в опорожненный трубопровод через имеющиеся люк-лазы, свечные линии от $D_n = 300$ мм, технологические отверстия 320x240 мм и поперечные резы.

Управление сканером и получение информации в режиме реального времени осуществляется по Wi-Fi, за счет чего автоматизированная система может находиться на удалении до 2 км от оператора. В процессе контроля используется ультразвуковой контроль с ЭМА-преобразователями с сухим точечным контактом (СТК), позволяющим возбуждать и принимать ультразвуковые колебания в стенке деталей трубопровода без применения контактной жидкости – только за счет трения керамического протектора преобразователя с поверхностью металла (поиск дефектов с высотой более 10% от толщины стенки трубопровода, эффективная длина контроля до 4 000 мм). Сканер-дефектоскоп производит оперативный анализ данных с

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
						52
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

мгновенной выдачей модели трубопровода в формате 3D мгновенной.

Современные автоматизированные системы обеспечивают проведение контроля технического состояния трубопровода с использованием комбинированных методов неразрушающего контроля. Комбинация методов способствует наиболее точному определению геолокации дефектов и их характеристик, позволяет оценить с высокой степенью точности техническое состояние диагностируемого трубопровода и его остаточный ресурс с целью дальнейшей безопасной эксплуатации.

К достоинствам самодвижущихся робототехнических систем можно отнести следующие пункты:

- Обнаружения широкого спектра дефектов глубиной от 10 % толщины исследуемого трубопровода (усталостных трещин, дефектов на границе и в основном теле поперечных и продольных сварных швов, дефектов стресс-коррозионного растрескивания, несплошностей, расслоений, неоднородных включений и т.д.) с их точным местоположением, формой, размерами в режиме реального времени и, при необходимости, уточнение на месте выявления дефекта;
- Высокая достоверность результатов в связи с применением нескольких методов контроля;
- Возможность загрузки дефектоскопа в трубопровод через люк-лаз, обратный клапан или технологический рез без использования камер пуска-приема;
- Высокая маневренность;
- Управление в режиме реального времени;
- Высокая информативность получаемых данных, оперативность предоставления отчета.

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
						53
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

К недостаткам автоматизированных самодвижущихся систем можно отнести:

- Высокие убытки предприятия из-за необходимости в остановке эксплуатации трубопровода и его полном опорожнении;
- Ограниченный запас хода в связи с длиной кабеля (в случае проводных устройств) или с ресурсом аккумуляторной батареи (для автономных устройств);
- Высокая стоимость диагностических работ и применяемого оборудования;
- Сложность оценки глубины трещиноподобных дефектов;

Вывод:

На линейной части от камеры пуска до камеры приёма целесообразно использовать внутритрубные снаряды, на участке от камеры приёма до следующего исполнительного органа - автоматизированные системы. Данные системы следует использовать только при:

- Остановке процесса перекачки транспортируемого продукта или его вытеснении вследствие возникновения аварийной ситуации.
- При сдаче трубопровода в эксплуатацию.
- При плановой остановке и последующем техническом обслуживании трубопровода

					Автоматизированная внутритрубная диагностика	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		54

4 Расчетная часть

4.1 Гидравлический расчёт газопровода

При перемещении газа по газопроводу происходит снижение его давления, из-за потерь на трение и наличие сопротивления. Суть гидравлического расчета газопровода заключается в определении потерь давления газа.

Общая величина потерь давления в гидросистеме $\sum \Delta P$, Па, определяется суммой потерь в ее отдельных элементах и на самом участке.

$$\sum \Delta P = \Delta P_1 + \sum \Delta P_i ; \quad (4.1.1)$$

где:

ΔP_1 – потери на трение по длине газопровода, Па

$\sum \Delta P_i$ – суммарные местные потери давления (потери в коленах, штуцерах трубопровода)

Расчет потерь давления на трение по длине газопровода (в наклонном трубопроводе) проводим по формуле:

$$\Delta P_1 = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \rho \cdot \frac{v^2}{2} \pm \Delta z \cdot \rho \cdot g \quad (4.1.2)$$

где:

λ – коэффициент гидравлического трения;

l – длина участка трубы, м;

d – диаметр трубы (внутренний), м

					Применение автоматизированных систем для контроля технического состояния промышленных трубопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Баранов В.Д.						
Руковод.		Рудаченко А.В.			Расчетная часть	Литера	Лист	Листов
Консульт.						ДР	55	98
Рук. ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр.2Б6А		

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/ м³

V – скорость потока, м/с

Δz – разность отметок газопровода, м

g – ускорение свободного падения, м/с²

Для определения коэффициент гидравлического трения необходимо знать число Рейнольдса, которое определяется по формуле:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} \quad (4.1.3)$$

где:

ν – кинематическая вязкость, м²/с

Кинематическая вязкость определяется по формуле:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (4.1.4)$$

где:

μ – динамическая вязкость, Па с

Находим кинематическую вязкость по формуле (4.1.4)

$$\nu = \frac{0,00001045}{0,803} = 3 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$$

Находим число Рейнольдса по формуле (4.1.3)

$$Re = \frac{2,47 \cdot 0,195}{1,3 \cdot 10^{-5}} = 0,3705 \cdot 10^5 = 37050$$

Сопротивление трению происходит из-за неровностей и шероховатостей на поверхности трубопровода, соприкасающегося с перекачиваемой средой. При течении жидкости между ней и стенками трубопровода возникает трение, которое тормозит течение жидкости и требует дополнительных затрат энергии на преодоление. Создаваемое сопротивление зависит от режима течения перекачиваемой среды.

					Расчётная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		56

В свою очередь, определенному значению числа Рейнольдса, соответствует режим течения и следовательно определяется коэффициент гидравлического трения (таблица 3.1.1.)

Таблица 3.1.1. для определения коэффициента гидравлического трения

Режим движения		Число Рейнольдса	Определение λ
Ламинарный		$Re < 2300$	$\lambda = \frac{64}{Re}$ или $\lambda = \frac{75}{Re}$
Переходный		$2300 < Re < 4000$	Проектирование трубопроводов не рекомендуется
Турбулентный	1-я область	$4000 < Re < 10 \frac{d}{\Delta_3}$	$\lambda_T = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$ (ф-ла Блазиуса) $\lambda_T = \frac{1}{(1,8 \lg Re - 1,5)^2}$ (ф-ла Конакова)
	2-я область	$10 \frac{d}{\Delta_3} < Re < 560 \frac{d}{\Delta_3}$	$\lambda_T = 0,11 \left(\frac{\Delta_3}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$ (ф-ла Альтшуля)
	3-я область	$Re > 560 \frac{d}{\Delta_3}$	$\lambda_T = 0,11 \left(\frac{\Delta_3}{d} \right)^{0,25}$ (ф-ла Альтшуля) $\frac{1}{\sqrt{\lambda_T}} = -2 \lg \left(\frac{\Delta_3}{3,71d} \right)$ (ф-ла Никурадзе)

В таблице:

Δ_3 – абсолютная шероховатость трубы, мм

d_3 – эквивалентный диаметр трубы, мм

$$10 \cdot \frac{d_3}{\Delta_3} = 10 \cdot \frac{195}{0,0254} = 76711 - \text{турбулентный режим, 1 область}$$

Коэффициента гидравлического трения определяем по формуле Блаузера:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{37050^{0,25}} = 0,023$$

					Расчётная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		57

Разность высотных отметок газопровода находим по формуле:

$$\Delta z = (h_k - h_n) \quad (4.1.5)$$

где:

h_k – высотная отметка в конце газопровода , м

h_n – высотная отметка в начале газопровода , м

$$\Delta z = (126.7 - 129.08) = 2.38 \text{ м}$$

Потерь давления на трение по длине газопровода (в наклонном трубопроводе) рассчитываем по формуле (4.1.2)

$$\Delta P_1 = 0,023 \cdot \frac{8885}{195} \cdot 0,803 \cdot \frac{2,47^2}{2} - 2,38 \cdot 0,803 \cdot 9,81 = 2526 \text{ Па}$$

Расчёт местных потерь давления делаем по формуле:

$$\Delta P_i = \zeta \cdot \frac{\rho \cdot V^2}{2} \quad (4.1.6)$$

где:

ζ – коэффициент местного сопротивления

$$\Sigma \Delta P_i = \Delta P_{i1} + \Delta P_{i2} + \Delta P_{i3} + \dots + \Delta P_i = 10 \text{ Па}$$

Общую величину потерь давления в газопроводе определяем по формуле (4.1.1)

$$\Sigma \Delta P = 2526 + 10 = 2536 \text{ Па} = 0,0025 \text{ МПа}$$

					Расчётная часть	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4.2. Определение максимального значения дефекта типа потери материала.

При проектировании трубопровода появляется надобность учёта его эксплуатационных качеств и себестоимости всей системы. Трубы должны быть достаточно прочными и при этом они не должны быть слишком дорогими. Потому еще на стадии проектирования трубопровода возникает необходимость расчета прочности трубопровода, что включает в себя расчёт толщины стенки.

Толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$t_p = \frac{y_f \cdot \eta \cdot \rho_n \cdot d_e}{2 \cdot (R_1 + 0,6 \cdot y_f \cdot \rho_n)} \quad (4.2.1)$$

Где R_1 определяется для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород.

$$R_1 = \min \cdot \left\{ \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n}; \frac{R_{up} \cdot \gamma_c}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \right\} \quad (4.2.2)$$

$$R_1 = \frac{470 \cdot 0,767}{1,4 \cdot 1,1}; \frac{325 \cdot 0,767}{1,15 \cdot 1,1} = 234 \text{ МПа}; 197 \text{ Мпа} = 234.$$

Где $R_{un} = 470$ - нормативное временное сопротивление труб разрыву

для труб из стали 09Г2С;

$R_{up} = 325$ МПа - нормативное сопротивление, равное

минимальному значению предела текучести для стали 09Г2С;

$\gamma_n = 1,1$ - коэффициент надежности трубопровода, принимаемый по таблице 12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014 [15];

$\gamma_c = 0,767$ - коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 13 ГОСТ Р 55990-2014 [15];

					Расчётная часть	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$\gamma_{tu} = 1,40$ - коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности, принимаемый по таблице 12 ГОСТ Р 55990-2014 [15];

$\gamma_{tu} = 1,15$ - коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести, принимаемый по таблице 12.1.8 ГОСТ Р 55990-2014 [15];

$d_b = 219$ мм - наружный диаметр трубопровода;

$\gamma_f = 1,1$ - коэффициент надежности по нагрузке принимаемый, согласно таблицы 11 ГОСТ Р 55990-2014 [15];

$\eta = 1$ - коэффициент несущей способности труб;

$p_n = 7,95$ МПа - рабочее (расчетное) давление.

Определяем толщину стенки газопровода:

$$t_p = \frac{y_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot d_e}{2 \cdot (R_1 + 0,6 \cdot y_f \cdot p_n)} = \frac{1,1 \cdot 1 \cdot 7,95 \cdot 219}{2 \cdot (234 + 0,6 \cdot 1,1 \cdot 7,95)} = 4 \text{ мм}$$

Вывод по расчётной части: в ходе гидравлического расчёта и определения максимального значения дефекта типа потери материала было установлено, что общая величина потерь давления в газопроводе составила 0,0025Мпа, максимальное значение дефекта при котором допустимо использовать данный газопровод составляет 4 мм.

					Расчётная часть	Лист
						60
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Надежность и безопасность эксплуатации промысловых трубопроводов является наиболее важной задачей для нефтегазовых предприятий. За счёт планового контроля технического состояния трубопроводов предотвращается возникновение аварийных ситуаций и инцидентов, что в свою очередь позволяет сократить затраты на ликвидацию последствий аварий и сохранить бюджет предприятия. Для рассматриваемого проекта целевым рынком являются нефтегазодобывающие компании, такие как: ПАО «Газпром», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть». Рационально выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет проводиться сегментирование рынка.

На рисунке 5.1 представлена карта сегментирования рынка предоставляемых услуг для крупных и средних нефтедобывающих и транспортирующих предприятий.

		Отрасль	
		Добывающие предприятия	Транспортирующие предприятия
Разме	Крупные		
	Средние		

	Газпром		Сургутнефтегаз		Транснефть
--	---------	--	----------------	--	------------

Рисунок 5.1 – карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

По рисунку 5.1 можно сделать вывод, что основными наиболее перспективными сегментами рынка в отраслях нефтедобычи и транспортировки являются предприятия всех размеров.

1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, которая представлена в таблице 5.1

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		62

Таблица 5.1 – оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _к	К _ф	К _к
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1.Повышение производительности труда пользователя	0,3	5	4	0,25	0,2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	5	4	1,25	1
3. Надежность	0,1	5	4	0,5	0,4
4. Безопасность	0,15	4	3	0,6	0,45
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,05	5	4	1	0,8
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,2	4	3	0,9	0,5
3. Наличие сертификации разработки	0,1	5	3	0,35	0,10
Итого	1	33	25	4,85	3,45

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где К– конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таким образом, конкурентоспособность разработки составляет 4,85, а конкурентоспособность альтернативной разработки составляет 3,45. Таким образом делаем вывод о том, что настоящая разработка является конкурентноспособной и выигрывает по всем показателям. Конкурентным преимуществом данной разработки являются все выбранные показатели.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		63

5.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно- исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта, который проводится в три этапа.

Первый этап, представленный в таблице 5.2, заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 5.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Методика позволяет оценить текущее состояние трубопровода С2.Предъявленная безопасность и надежность С3.Многоразовое использование внутритрубных устройств	Слабые стороны проекта: Сл 1. Дороговизна оборудования Сл 2. Необходимость в квалифицированном персонале Сл3. Проведение работ только при остановке эксплуатации трубопровода
Возможности: 1.Появление спроса на продукт 2.Внедрение инноваций	Высокий уровень проникновения на рынок и предьявленная безопасность и надежность позволяют вызвать спрос на данный продукт.При использовании автоматизированных систем происходит внедрение инноваций	Внедрение инновация требует дополнительного обучения персонала и дополнительного финансирования.

Угрозы: У1. Падение стоимости добытого и транспортируемого продукта У2. Появление новых конкурентов	При падении стоимости продукта, применение автоматизированных систем может оказаться нерациональным, но высокий уровень проникновения на рынок позволит удерживать высокие позиции на рынке	Из-за падения стоимости нефтегазопродуктов есть риск обвала покупательской способности товара
--	---	---

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Эти соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Каждый фактор отмечен либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица данного проекта представлен в табл. 5.3

Таблица 5.3 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	+	+	+
Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	Y1	0	-	-
	Y2	-	-	-
Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	0	+
	B2	+	+	+

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	0
	У2	+	+	0

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Методика позволяет оценить текущее состояние трубопровода С2. Предъявленная безопасность и надежность С3. Многоразовое использование внутритрубных устройств	Слабые стороны проекта: Сл 1. Дороговизна оборудования Сл 2. Необходимость в квалифицированном персонале Сл3. Проведение работ только при остановке эксплуатации трубопровода
Возможности: 1. Появление спроса на продукт 2. Внедрение инноваций	Высокий уровень проникновения на рынок и предъявленная безопасность и надежность позволяют вызвать спрос на данный продукт. При использовании автоматизированных систем происходит внедрение инноваций	Внедрение инноваций требует дополнительного обучения персонала и дополнительного финансирования.
Угрозы: У1. Падение стоимости добытого и транспортируемого	При падении стоимости продукта, применение автоматизированных систем может оказаться	Из-за падения стоимости нефтегазопродуктов есть риск обвала покупательской
продукта У2. Появление новых конкурентов	нерациональным, но высокий уровень проникновения на рынок позволит удержать высокие позиции на рынке	способности товара

Исходя из данных SWOT-анализа, можно сделать вывод о том, что у данного проекта сильные стороны преобладают и данный проект является конкурентоспособным.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят бакалавр и научный руководитель. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ, которые представлены в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, обзор литературы	Бакалавр
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Бакалавр

	7	Разработка методики проведения расчета НДС	Бакалавр
	8	Оценка результатов, полученных в расчетной части	Бакалавр
	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Бакалавр
	11	Составление пояснительной записки	Бакалавр

2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости t_{oji} используется следующая формула:

$$t_{oji} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

где t_{oji} – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 104 - 15} = 1,48,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в 2020 году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в 2020 году;

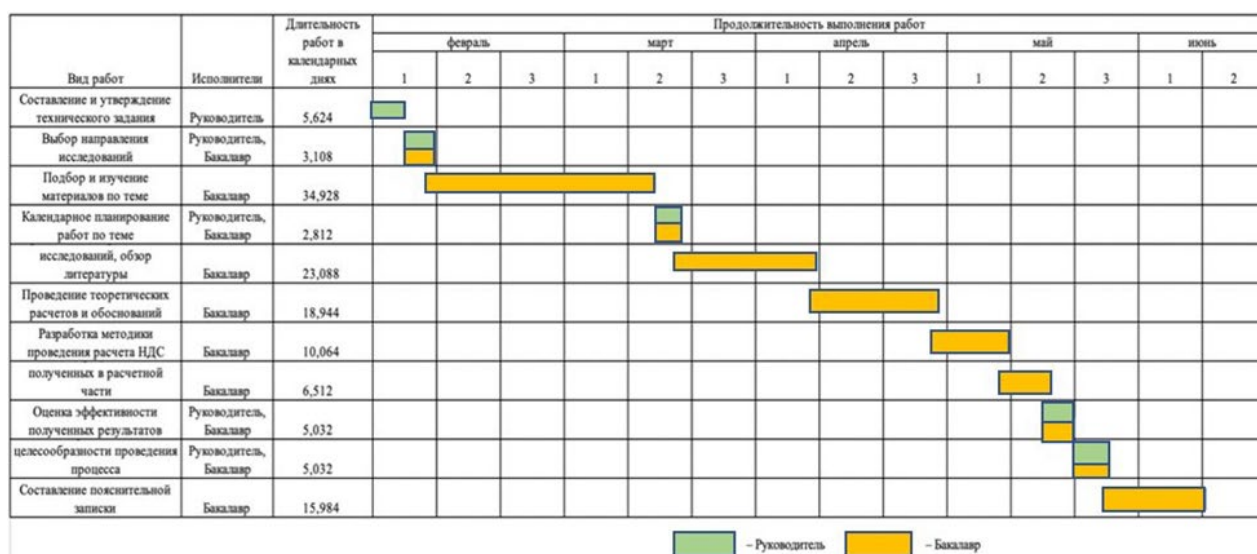
$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в 2020 году.

Временные показатели и календарный план-график представлены в таблицах 5.6 и 5.7 соответственно.

Таблица 5.6 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ									Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел. - дни			t_{max} , чел. - дни			$t_{ож}$, чел. - дни				Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
Составление и утверждение технического задания	1	2	3	3	4	5	1,8	2,8	3,8	Руководитель	1,8	2,8	3,8	2,664	4,144	5,624
Выбор направления исследований	1	2	3	4	5	6	2,2	3,2	4,2	Руководитель, Бакалавр	1,1	1,6	2,1	1,628	2,368	3,108
Подбор и изучение материалов по теме	15	18	22	18	22	26	16,2	19,6	23,6	Бакалавр	16,2	19,6	23,6	23,976	29,008	34,928
Календарное планирование работ по теме	1	2	3	3	4	5	1,8	2,8	3,8	Руководитель, Бакалавр	0,9	1,4	1,9	1,332	2,072	2,812
Проведение теоретических исследований, обзор литературы	10	12	14	14	16	18	11,6	13,6	15,6	Бакалавр	11,6	13,6	15,6	17,168	20,128	23,088
Проведение теоретических расчетов и обоснований	8	10	12	10	12	14	8,8	10,8	12,8	Бакалавр	8,8	10,8	12,8	13,024	15,984	18,944
Разработка методики проведения расчета НДС	4	5	6	6	7	8	4,8	5,8	6,8	Бакалавр	4,8	5,8	6,8	7,104	8,584	10,064
Оценка результатов, полученных в расчетной части	2	3	4	3	4	5	2,4	3,4	4,4	Бакалавр	2,4	3,4	4,4	3,552	5,032	6,512
Оценка эффективности полученных результатов	4	5	6	6	7	8	4,8	5,8	6,8	Руководитель, Бакалавр	2,4	2,9	3,4	3,552	4,292	5,032
Определение целесообразности проведения процесса	4	5	6	6	7	8	4,8	5,8	6,8	Руководитель, Бакалавр	2,4	2,9	3,4	3,552	4,292	5,032
Составление пояснительной записки	8	9	10	10	11	12	8,8	9,8	10,8	Бакалавр	8,8	9,8	10,8	13,024	14,504	15,984
Итого, дни.														91	110	131

Таблица 5.7 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме



5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

1. Материальные затраты НТИ.
2. Затраты на основное оборудование.
3. Основная заработная плата исполнителей темы.
4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы.
5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).
6. Накладные расходы

5.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТИ включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \text{Ц}_i \cdot N_{\text{расх}i},$$

где m — количество видов материальных ресурсов;
 $N_{\text{расх}i}$ — количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию (шт., кг, м и т.д.);
 Ц_i — цена приобретения единицы i -го вида (руб/шт., руб/кг, руб/м и т.д.);
 k_T — коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (20% или 0,2).

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, внесены в таблицу 5.8

Таблица 5.8 – Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество		Цена за ед., руб.		Сумма, руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Ноутбук	шт.	4	4	25000	29000	100000	116000
Доступ к безлимитному интернету	шт.	4	4	500	650	2000	2600
Электроэнергия	кВт.ч.	80	92	3,5	3,31	280	304,52
Ручка	шт.	4	4	30	35	120	140
Карандаш	шт.	4	4	25	30	100	120

ПО для ПК	шт.	4	4	4150	4500	16600	18000
Бумага А4	пачка	4	4	120	200	480	800
Итого, руб.						119580	137964

5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Расчет затрат на специальное оборудование включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования необходимого для проведения работ по данной теме (таблица 5.9).

Таблица 5.9 – затраты на приобретения спецоборудования

№	Наименование	Количество		Цена за ед., руб.		Общая стоимость, руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
1	Дополнительные элементы системы исследования	1	1	54000	55000	54000	55000
2	ПО для расшифровки данных	1	1	23000	25000	23000	25000
Итого						77000	80000

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Основная заработная плата исполнителей работ по данной теме включает в себя заработную плату руководителя и бакалавра и рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{д}} \cdot T_{\text{раб}},$$

Где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 5.6);

$З_{\text{д}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{д}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot М}{F_{\text{д}}},$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $М = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $М = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени, раб.дн.

Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 5.10

Таблица 5.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни, отпуск, невыходы по болезни)	148	176
Действительный годовой фонд рабочего времени	218	190

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.11

Таблица 5.11 – Основная заработная плата

Исполнители	$З_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{д}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$З_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	33128	0,3	0,4	1,3	73212,88	3762	22	82764
Бакалавр	0	0	0	1,3	0	0	126	0

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}},$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Дополнительная заработная плата для руководителя составляет:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 82764 = 9931,68 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата для бакалавра $З_{\text{доп}} = 0$ руб.

5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды ($k_{\text{внеб}} = 0,271$).

Отчисления во внебюджетные фонды представим в таблице 5.12

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 5.12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	82764,00	9931,68
Бакалавр	0	0
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	0,271	0,271
Итого	25120,53	

5.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов принимаем в размере 16%.

Величина накладных расходов составляет:

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (119580 + 77000 + 82764 + 9931,68 + 25120,53) \cdot 0,16 \\ &= 50303,4 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (137964 + 80000 + 82764 + 9931,68 + 25120,53) \cdot 0,16 \\ &= 53724,83 \text{ руб} \end{aligned}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		76

5.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 5.13

Таблица 5.13 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп.1	Исп.2
1. Материальные затраты НТИ	119580	137964
2. Специальное оборудование для научных работ	77000	80000
Основная заработная плата	82764	82764
Дополнительная заработная плата	9931,68	9931,68
5. Отчисления на социальные нужды	25120,53	25120,53
Накладные расходы	50303,4	53724,83
Бюджет затрат	364699,61	389505,04

5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведён в таблице 5.14

Таблица 5.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
Повышение производительности труда пользователя	0,3	5	4
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	5	4
Надежность	0,1	5	4
Безопасность	0,15	4	3
Цена	0,05	5	4
Предполагаемый срок эксплуатации	0,2	4	3
Наличие сертификации разработки	0,1	5	3
Итого	1	4,85	3,45

Показатель ресурсоэффективности равняется:

$$I_{p-исп1} = 4,85;$$

$$I_{p-исп2} = 3,45 ;$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки $I_{исп.1}$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		79

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{\text{р-исп}i}}{I_{\text{фин}i}^{\text{исп.1}}}.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных (таблица 5.15). Сравнительная эффективность $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}}.$$

Таблица 5.15 – сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,85	3,45
3	Интегральный показатель эффективности	5,2	3,45
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,5	0,66

Сравнение интегральных показателей эффективности дало понять, что наиболее эффективным вариантом исполнения данного проекта с позиции финансовой и ресурсной эффективности является исполнение 1.

6 Социальная ответственность

Введение

По данным Росстат на 2016 г. эксплуатационная длина газопровода в РФ составляла 179 тыс. км. Объем перекачки составил 509 млн. т. Большая часть построенных трубопроводов имеют диаметр от 500 до 1400 мм. Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации разветвленной системы промышленных трубопроводов является одной из основных задач для нефтегазовых предприятий. Для оценки текущего технического состояния трубопроводов внедряются автоматизированные робототехнические системы, применение которых позволит минимизировать или вовсе предотвратить возникновение аварийных ситуаций при эксплуатации системы промышленных трубопроводов, а так же обеспечить безопасность транспорта добываемого сырья. Нефтегазопроводы всегда являются сложными трубопроводами, в том смысле, что отдельные участки его отличаются друг от друга диаметрами, углом изгиба оси трубопровода. Использование трубопроводов осложняется географическими и климатическими особенностями. В настоящей работе я исследую очистку газопровода [REDACTED]

[REDACTED] принадлежащий Томской области, в пределах Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

В разделе социальной ответственности объектом исследования являются вредные и опасные факторы, возникающие в результате проведения контроля промышленных трубопроводов, также я проанализировал основные мероприятия, правила и требования соблюдения производственной и экологической безопасности при проведении диагностики промышленных трубопроводов. В процессе эксплуатации внутренняя часть газопровода постепенно засоряется, образуются гидратные пробки. В некоторых случаях могут скапливаться пары газа. Скопление в конечном итоге приводит

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

к повышению гидравлического сопротивления, а затем и к снижению экономических показателей работы газопровода. Поэтому в процессе эксплуатации внутренняя полость газопровода время от времени должна очищаться от различных отложений, для этого используют специальные очистные устройства. Но с недавних времён стараются применять и автоматизированные системы для очистки и диагностики внутренней полости газопровода. Рассмотрим требования производственной и экологической безопасности при запуске очистного скребка на открытой площадке.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с федеральным законом РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», специалисты НК сталкиваются с вредными условиями труда. [22]. Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия. Законодательством предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации [22]:

- Уменьшение количества рабочих часов до 36 часов в неделю и меньше (в зависимости от режима работы – вахтовый, постоянный);
- Оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней);
- Надбавка за вредность в размере не меньше 4% от оклада;
- Бесплатное лечение и оздоровление,

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		82

- Выдача спецодежды и средств индивидуальной защиты.

Работодатель сверх ежегодного оплачиваемого отпуска предоставляет дополнительные оплачиваемые отпуска, предусмотренные законодательством, в том числе:

- занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (на подземных работах, в зонах радиоактивного заражения, на других работах, связанных с неустранимым неблагоприятным воздействием на здоровье человека вредных физических, химических, биологических и иных факторов);
- работникам с ненормированным рабочим днем;
- работающим в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях.

К работе по очистке полости трубопровода допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие: медицинское освидетельствование при приеме или периодический медицинский осмотр в соответствии с приказом Министерства здравоохранения; обучение по специальности в учебно-курсовом комбинате; вводный инструктаж по охране труда; специальное обучение по охране труда и проверку знаний постоянно-действующей комиссией в установленном на предприятии порядке; инструктаж на рабочем месте.

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Газоопасные работы разрешается проводить после выполнения всех подготовительных работ и мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском и инструкциями по охране труда. До начала газоопасных работ ответственный за ее проведение обязан проинструктировать всех рабочих о технологической последовательности операций и необходимых мерах безопасности. После этого каждый работник, получивший инструктаж

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

должен расписаться в наряде-допуске. В период подготовки к проведению газоопасных работ осуществляется проверка наличия и исправности средств индивидуальной защиты, инструментов, приспособлений и других средств обеспечения безопасности исполнителей. Перед началом работ проводится проверка воздуха на загазованность. Пробы отбираются в плохо вентилируемых местах. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени. Места проведения работ следует ограждать. Вблизи места проведения газоопасных работ вывешиваются или выставляются предупредительные знаки "Огнеопасно - газ". Газоопасные работы выполняются бригадой рабочих в составе не менее 2 человек под руководством специалиста. Газоопасные работы должны выполняться, как правило, в дневное время. Работы по локализации и ликвидации аварийных ситуаций выполняются независимо от времени суток под непосредственным руководством специалиста. При ремонтных работах в загазованной среде следует применять инструменты из цветного металла, исключающие искрообразование. Рабочая часть инструментов из черного металла должна обильно смазываться солидолом или другой смазкой. При ремонтных работах на газопроводе и оборудовании в загазованных помещениях должно обеспечиваться наблюдение за работающими.

Все газопроводы и газооборудование перед их присоединением к действующим газопроводам, после ремонта должны подвергаться внешнему осмотру и контрольной опрессовке бригадой, производящей пуск газа. Результаты контрольной опрессовки записываются в наряд-допуск.

К выполнению работ по запуску и приему очистных устройств допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		84

В установленном порядке. Газоопасные работы по запуску и приему ОУ должны проводиться в два этапа:

- подготовка к проведению работ;
- проведение этих работ.

При производстве работ по запуску и приему ОУ должна быть обеспечена телефонная или радиосвязь места работ, а также всех постов и бригад с ответственным за проведение работ и с диспетчером.

6.2 Производственная безопасность

Запуск и прием очистных устройств реализуется с помощью камер запуска и приема средств очистки и диагностики, размещённые на площадках открытого типа. Камеры эксплуатируются в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от минус 60°C до плюс 40 °C.

При применении автоматизированных систем для контроля технического состояния трубопроводов так или иначе возникают вредные и опасные факторы. Перечень этих факторов приводится в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работы	Нормативные документы
	Контроль технического состояния трубопроводов с применением автоматизированных систем	
1. Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [3]
2. Повышенная или пониженная температура	+	MP 2.2.7.2129-06 [4] MP 2.2.8.0017-10 [5] ГОСТ 12.1.005-88 [2]

воздуха рабочей зоны		
3. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	ГОСТ 12.2.003-91[6]
4. Пожароопасность и взрывоопасность	+	ГОСТ 12.1.010-76 [12] ГОСТ 12.1.004-91 [13]
Поражение электрическим током	+	ГОСТ 12.1.019-2017 [14]
Опасность падения работника с высоты	+	РД 39-00147105–015–98 [25]
Загазованность рабочей зоны	+	ГОСТ 12.1.005-88 [7]

6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками шума в рабочей зоне могут быть машины, механизмы и средства транспорта, предназначенные для заправки и извлечения очистного устройства.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работы по запуску и приёму очистных устройств проходят как в летнее время, так и в зимнее время. В соответствии с МР 2.2.7.2129-06 [17] к работе на холоде допускаются лица, прошедшие медицинские осмотры и не имеющие противопоказаний.

Работы в охлаждающей среде должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения. [17]

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		85

Загазованность рабочей зоны

При контроле технического состояния газопровода возможна загазованность, из-за техники и оборудования. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Разрешается работа без противогаса при загазованности воздуха природным газом менее 300 мг/м³. При выполнении работ, при которых есть риск загазованности, следует выполнять работу бригадой исполнителей в составе не менее двух человек. Члены бригады обязаны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов и спецодеждой.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

При заправке и приеме очистных устройств применяются различные виды машин и механизмов, такие как краны, грузоподъемники, лебедки и т.д. Поэтому увеличивается вероятность получения травм при движении различных механизмов.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмы.

Пожароопасность и взрывоопасность

При открытии камеры запуска и приема очистных устройств, на стенках труб имеются пары газа. Углеводороды, которые входят в состав газовых паров при взаимодействии с воздухом образуют взрывоопасную смесь.

Поражение электрическим током

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Источниками поражения от электрического тока при диагностике промышленных трубопроводов являются электрические привода для подачи питания на дефектоскопические приборы и устройства. Причины поражения электрическим током: прикосновение к токоведущим элементам, ошибочные действия персонала, нарушение изоляции токоведущих элементов, метеорологические условия (удар молнии) и аварийные ситуации. Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Требования, предъявляемые к электробезопасности производственных процессов, подробно описаны в ГОСТ 12.1.019-2017 [18]

Опасность падения работника с высоты

Работами на высоте считаются все работы, при которых возможно падение работника с высоты более 1,8 м от поверхности грунта или настила. Опасность падения с высоты при выполнении ремонтных работ на площадках на расстояниях менее 2 метров с не ограждённым перепадом высотой больше 1,8 метра, при высоте менее 1,1 метра защитного ограждения рабочих площадок и ремонтного котлована [19].

6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

При повышенном уровне шума на рабочем месте применяются следующие мероприятия:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников. В качестве СИЗ, согласно ГОСТ 12.4.275-2014 (EN 13819-1:2002) [20] предусмотрены заглушки - вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши"). В случаях более высокого превышения

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		87

уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

При повышенной или пониженной температуре воздуха рабочей зоны следует применить такие меры как: Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию, соответствующую определенным величинам для различных климатических регионов (поясов). Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения общих тепловых потерь с поверхности тела их следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными username, имеющими соответствующую теплоизоляцию. При разработке внутрисменного режима работы на период рабочей смены следует ориентироваться на допустимую степень охлаждения работающих, регламентируемую временем непрерывного пребывания на холоде и временем обогрева.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21 - 25 °С. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35 - 40 °С.

При температуре воздуха ниже -30° С не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше Па.

При температуре воздуха ниже -40° С следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей. К работе в нагревающем микроклимате допускаются лица, прошедшие медицинские осмотры в соответствии с МР 2.2.8.0017-10 [21] . При проведении предварительных и периодических медицинских осмотров у лиц, производственная деятельность которых сопровождается воздействием термической нагрузки, определяется тепловая устойчивость. К работе в условиях потенциальной опасности перегревания (классы 3.3 и 3.4) допускаются лица, получившие оценку тепловой

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

устойчивости «высокая» ($T = 16$ и более), а лица, получившие оценку «средняя» ($T = 11 - 15$) или «низкая» ($T = 10$ и ниже) проходят курс тепловой подготовки.

При работе, сопровождающейся существенной термической нагрузкой на организм человека (повышенная температура воздуха, физическая работа категории IIa – III, использование спецодежды из воздухо- и влагонепроницаемых материалов), которая может привести к повышению температуры тела до 38°C и выше, необходимо обеспечение медицинского контроля за работающими в течение рабочей смены.

В помещении, в котором осуществляется нормализация теплового состояния человека после работы в нагревающей среде, температуру воздуха, во избежание охлаждения организма вследствие большого перепада температур (поверхность тела – окружающий воздух) и усиленной теплоотдачи испарением пота, следует поддерживать на уровне $24 - 25^{\circ}\text{C}$.

В целях уменьшения тепловой нагрузки на работающих может использоваться воздушное душирование.

Для профилактики нарушения водного баланса работающих в условиях нагревающего микроклимата следует обеспечивать им полное возмещение жидкости, растворимых в воде витаминов, солей и микроэлементов, выделяемых из организма с потом.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, которые имеют на это право. Согласно ГОСТ 12.4.011-89 [22], к средствам коллективной защиты от воздействия механических факторов относятся устройства:

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;
- предохранительные;
- дистанционного управления;

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- тормозные;
- знаки безопасности

6.3 Экологическая безопасность

6.3.1 Воздействия объекта на атмосферу

Перекачиваемое по промысловым трубопроводам углеводородное сырье и иные загрязняющие вещества, которые содержатся в скважинной продукции, могут попадать в атмосферу в результате образования сквозных отверстий, свищей в теле трубопровода и выхода транспортируемой продукции в окружающую среду. Также загрязнение атмосферы происходит при плановых основах объектов подготовки нефти и газа и опорожнение технологических трубопроводов.

Для защиты атмосферы от негативного воздействия токсичных и загрязняющих веществ применяются следующие меры:

Проверка оборудования на прочность и герметичность;

Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования;

Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры;

Проведение диагностики трубопроводов на наличие утечек и их устранение.

6.3.2 Воздействия объекта на гидросферу

В процессе распознавания дефектов по результатам диагностического обследования промысловых трубопроводов возможен выход скважинной продукции в грунтовые воды, либо водный объект, если авария произошла на подводном переходе. Для ликвидации аварийных ситуаций и загрязнения гидросферы, подводные переходы и трубопровод в целом должны быть продиагностированы методами внутритрубной дефектоскопии

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

с применения водолазных дефектоскопических работ и при помощи самодвижущихся робототехнических систем.

6.3.3 Воздействия объекта на литосферу

При очистке внутренней полости трубы, воздействие на литосферу характеризуется загрязнением почвы производственными отходами. При мероприятиях по очистке образуются следующие виды отходов:

- шлам от зачистки внутренней полости трубопровода очистными устройствами;
- отработанные машинами и механизмами топливо, масла, смазочно-охлаждающие жидкости;

Чтобы уменьшить число негативных экологических последствий, которые появляются в процессе очистки трубопровода, влияющие на почвенно-растительный покров - должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель;
- сокращение количества потерь отходов материалов, образующихся при очистных работах трубопровода;
- утилизация промышленных и бытовых отходов.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		91

При контроле технического состояния промышленных трубопроводов наиболее возможными источниками возникновения ЧС техногенного характера являются:

Обнаруженные опасные дефекты;

Остановка перемещения автоматизированных систем в трубопроводе вследствие поломки, уменьшения проходного сечения;

Действия специалиста, противоречащие инструкциям производства работ.

Рассмотренные источники техногенного характера способны привести к чрезвычайным ситуациям, таким как инциденты, пожары, аварии, несчастные случаи с летальным исходом и т.п.

Для снижения вероятности возникновения ЧС следует провести следующие мероприятия:

1. При проведении ремонтных или дефектоскопических работ исполнители должны обязательно соблюдать правила и требования по работе с оборудованием и приборами, а также использовать газоанализатор для определения концентрации углеводородов в рабочей зоне; при превышении ПДК работники обязаны покинуть место работы до момента устранения причины повышения загазованности.
2. При обнаружении критического дефекта по результатам внутритрубной диагностики, который способен вызвать аварию, незамедлительно прекратить эксплуатацию до восстановления работоспособного состояния трубопровода.
3. Качественное проведение подготовительных мероприятий для обеспечения беспрепятственного прохождения внутритрубных инспекционных снарядов.
4. Вновь прибывших на работу допускать к выполнению только после прохождения вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда на рабочем месте.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5. Проводить проверку знаний согласно действующим отраслевым документам.

6.5 Заключение

Социальная ответственность является важным разделом ВКР, который отражает вопросы охраны труда, экологии и промышленной безопасности. Мною сделанный анализ в данном разделе показал, что при применении автоматизированных систем для контроля технического состояния промысловых трубопроводов возникает множество опасных и вредных факторов. Промысловый газопровод является опасным производственным объектом, который способен нанести ущерб человеку и природе, поэтому рабочие обязаны использовать средства индивидуальной защиты и быть социально застрахованным. После проведения работ проводятся меры по минимизации ущерба окружающей среде.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе:

- Проанализированы существующие методы неразрушающего контроля для оценки текущего технического состояния трубопроводов;
- Рассмотрены самодвижущиеся автоматизированные системы и сделано заключение об их рациональности использования и случаях при которых стоит использовать данные системы;
- Определено максимальное значение дефекта типа потери материала;
- Произведён гидравлический расчёт газопровода.

					Применение автоматизированных систем для контроля технического состояния промысловых трубопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Баранов В.Д.			Заключение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В				ДР	94	98
Консульт.		.				ТПУ гр.2Б6А		
Рук. ООП		Брусник О.В.						

Список использованных источников

1. Промысловые трубопроводы и оборудование: учеб. пособие для студентов вузов / Ф. М. Мустафин, Л.И. Быков; А.Г. Гумеров и др. - Москва: Недра, 2004. - 662 с.: ил. - Библиогр.: с. 574-590.
2. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
3. ГОСТ Р 54907-2012. Техническое диагностирование. Основные положения.
4. ГОСТ 18442-80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
5. EN 13018:2001. Европейский стандарт. Неразрушающий контроль. Визуальный контроль. Часть 1. Общие принципы.
6. Выборнов, Б.И. Ультразвуковая дефектоскопия – М.: Металлургия. 1985 г. – 256 с.
7. «ЭМА преобразователи для ультразвуковых измерений» // А.А. Самокрутов, В.Г. Шевалдыкин, В.Т. Бобров, С.Г. Алехин, В.Н. Козлов №2 2008.
8. ГОСТ Р 55612-2013. Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения.
9. РД 153-34.0-20.364-00. Методика инфракрасной диагностики тепломеханического оборудования.
10. ГОСТ Р 5611-2015. Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования.
11. РД 13-06-2006. Методические рекомендации о порядке проведения капиллярного контроля.

					Применение автоматизированных систем для контроля технического состояния промышленных трубопроводов				
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата					
Разраб.		Баранов В.Д.			Список использованных источников		Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В					ДР	95	98
Консульт.							ТПУ гр.2Б6А		
Рук. ООП		Брусник О.В.							

12. Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы. АО «Транснефть - Диаскан». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://diascan.transneft.ru/u/section_file/239869/07_kombinirovannye_magnitno-ultrazvykovye_defektoskopi (дата обращения: 17.05.20).
13. Рентгеновские кроулеры. ООО «Неразрушающий контроль». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.ncontrol.ru/catalog//rentgenovskie_kroulery/rentgenograficheskie_kroulery_jme_8G (дата обращения: 18.05.20).
14. Роботизированная диагностика. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://www.rstradehouse.com/item?id=100210036744&l=ru> (дата обращения 18.05.20)
15. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Норм проектирования»
16. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».
17. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
18. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
19. РД 39-00147105–015–98 Правила капитального ремонта магистральных газопроводов – М.: ОАО «Транснефть». – 2009.
20. ГОСТ 12.4.275-2014 (EN 13819-1:2002) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
21. МР 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года.
22. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
23. СТО Газпром 2-2.3 -066-2006 «Положение о внутритрубной диагностике трубопроводов КС и ДКС ОАО «Газпром».
24. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
25. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		96

26. ГОСТ ISO 4007-2016 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты глаз и лица
27. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения
28. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.
29. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
30. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
31. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020)
32. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
33. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
34. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (ред. От 29.07.2018) « О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
35. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ (последняя редакция)
36. ГОСТ Р 58819-2020 Арматура трубопроводная для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Правила оценки технического состояния и продления назначенных показателей.
37. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
38. Научно-производственный центр «Внутритрубная диагностика». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:
<http://www.npcvtd.ru/services/vnutritrubnaya-diagnostika/> (дата обращения: 15.05.20).

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		97

39. Внутритрубный автономный робототехнический сканер-дефектоскоп A2072 IntroScan. ЗАО «IntroScan Technology». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.acsys.ru/production/skaner-defektoskop-a2072-introscan/> (дата обращения: 15.05.20).
40. Парк внутритрубных инспекционных приборов. АО «Транснефть - Диаскан». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://diascan.transneft.ru/klientam/vnytritrybnaya-diagnostika/park-vnytritrybnihi-inspektionnih-priborov/> (дата обращения: 1.05.20).
41. Робототехническая система SIGMA. Компания «Тарис». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://taris.ru/teleinspekziya-truboprovodov/robot-sigma> (дата обращения: 13.05.20).
42. Применение роботизированных диагностических комплексов в нефтегазовой отрасли. Группа компаний «Диаконт». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.diakont.ru/energy_services/187/n-a.html (дата обращения: 24.05.20).

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		98

